



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

JENNY TOLONEN

VAIHTOEHTOJA SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUSKRITEERIS-
TÖN TAVOITTEIDEN SAAVUTTAMISEKSI MAASEUTUMAI-
SESSA JAKELUVERKKOYHTIÖSSÄ

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Automaatio-, Kone- ja Materiaalitek-
niikan tiedekuntaneuvoston kokouk-
sessa 8. kesäkuuta 2011

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Automaatiotekniikan koulutusohjelma

TOLONEN, JENNY: Vaihtoehtoja sähkön toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteiden saavuttamiseksi maaseutumaaisessa jakeluverkkoyhtiössä

Diplomityö, 100 sivua, 0 liitesivua

Syyskuu 2011

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Pekka Verho

Avainsanat: toimitusvarmuuskriteeristö, sähkön toimitusvarmuus, asiakaskoh-
tainen keskeytysaika, kauko-ohjaus

Toimitusvarmuuskriteeristössä on määritelty tavoitetasot asiakaskohtaisille vikakeskey-
tyksien kokonaiskestolle (h/a) sekä lyhyiden keskeytyksien lukumäärille (kpl/a). Tavoit-
etasot on määritetty erikseen kaupunki-, taajama- ja maaseutualueille. Toimitusvar-
muuskriteerit ovat ensisijaisesti suunnittelukriteerejä ja ne koskevat vain vikakeskeytyk-
siä. Tämän diplomityön tavoite oli selvittää E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n nykytila
pitkien vikakeskeytyksien osalta sekä kartoittaa erilaisia keinoja tavoitetasojen saavut-
tamiseksi. Tavoite on saavuttaa toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemät tavoitetasot
vuoteen 2030 mennessä. Ennen E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkoalueen nykyti-
lan selvittämistä kehitettiin keskeytysraportointia, jotta asiakaskohtaiset vikojen koko-
naiskestot pystyttiin saamaan selville. Samalla kehitettiin karttapohjaista visualisointia,
jolloin esimerkiksi ongelmakohtien paikannus helpottui.

Nykytila-analyysin mukaan kaupunkialueilla ei ole ongelmia tavoitetasojen saavut-
tamisessa. Taajama-asiakkaistakin vain 3,8 %:lla tavoitearvo ylittyi enemmän kuin ker-
ran neljän vuoden aikana ja suurin osa (noin 43 %) näistä asiakkaista sijoittui Ristijär-
ven taajamaan. Maaseutualue osoittautui haasteellisemmaksi, jonka asiakkaista noin 26
%:lla tavoitearvo ylittyi enemmän kuin kerran neljän vuoden aikana. Koska toimitus-
varmuuskriteeristössä tarkastelujaksona käytetään kolmea vuotta, kuvaavat edellä esite-
tyt ylitysprosentit pahinta mahdollista tilannetta.

Taajama-alueilla tavoitetasoihin pääseminen vaatii käytännössä maakaapeli-
käytämistä. Lisäksi uudet sähköasemat parantavat sekä taajama- että maaseutualueiden asi-
akkaiden sähkön toimitusvarmuutta. Maaseutualueilla kauko-ohjauksella voidaan te-
hokkaasti vaikuttaa asiakkaiden vikakeskeytysaikoihin, mutta pelkän kauko-ohjauksen
avulla tavoitetasoja ei teoriassa voida saavuttaa kaikilla asiakkailla. Kustannustehokkain
tapa kauko-ohjauksen lisäksi lieenee avojohtojen siirto teiden varsille. Maaseutualueen
vikakeskeytyksien kokonaiskeston 6 h:n tavoitetasoa tulisi arvioida uudelleen sellaisten
kohteiden osalta, jotka sijaitsevat verkon hännillä ja jossa on vain vähän kulutusta. Täl-
laisissa kohteissa sähkön toimitusvarmuuden parantaminen kriteerien mukaiseksi vaatisi
taloudellisesti kannattamattomia investointeja verkkoon.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Automation Engineering

TOLONEN, JENNY: Techniques to achieve the target levels of the criteria for reliability of supply of electricity in the rural-like distribution network company

Master of Science Thesis, 100 pages, 0 Appendix pages

September 2011

Major: Power systems and market

Examiner: Professor Pekka Verho

Keywords: reliability of supply of electricity, durations of interruptions, remote controlling

The criteria for reliability of supply of electricity define target levels for total outage time (hours/year) and for the number of short interruptions (pieces/year) on a customer level. These target levels are determined separately for urban, suburban and rural areas. The criteria for reliability of supply of electricity are primarily used in network planning and only faults are taken into account. The aim of this master's thesis was to find out the present state of the E.ON Kainuun Sähköverkko Ltd's distribution network area. The main focus was on the total outage time on a customer level and how to reduce that time. The goal is to meet the requirements by the end of the year 2030. Prior to the present state analysis the interruption reporting was improved to get the needed information from the network information system.

According to the present state analysis urban areas are meeting the requirements and are not of interest. Also suburban areas are close to these defined target levels, only 3,8 % of the suburban customers are facing problems regarding to the total outage time. The rural area is the most challenging area; even up to 26 % of the rural area customers have problems in supply of energy according to these criteria. These numbers describe the worst possible situation in this distribution network area.

To meet the requirements in urban and rural areas, different techniques are needed in different areas. In urban areas the ground cable is the most likely the way to achieve these requirements. Also new substations improve the reliability of supply of electricity in both urban and suburban areas. In rural areas increase of remote controlling is an effective way to reduce outage time though it is not a sufficient way. Also other techniques are needed to achieve the target level 6 hours and one cost-effective way is to move the overhead lines from the forests beside the roads. The total outage time 6 hours in rural areas is in some parts of the network unprofitable to achieve. The target level 6 hours should be considered separately in those network areas.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle. Tavoite oli selvittää verkkoalueen nykytila vikakeskeytysten osalta ja kartoittaa keinot asiakkaiden keskeytysajan vähentämiseksi.

Haluan erityisesti kiittää diplomityöni ohjaajaa diplomi-insinööri Jussi Niskasta hyvästä ohjauksesta ja avusta työn aikana. Lisäksi haluan kiittää tarkastajaa professori Pekka Verhoa ja diplomi-insinööri Paula Ala-Nojosta työn kommentoimisesta ja rakentavasta palautteesta. Suurkiitos myös työkavereille, jotka ovat kannustaneet työn tekemisessä ja luoneet hyvän työilmapiirin.

Ilman perhettä ja ystäviä valmistuminen ei olisi ollut mahdollista, joten heille myös lämmin kiitos koko opiskeluajan kestäneestä tuesta.

Kajaanissa 5. syyskuuta 2011

Jenny Tolonen

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot	2
2.1	Toimitusvarmuuskriteeristön tausta ja tavoitteet	2
2.2	Toimitusvarmuuskriteeristön sisältö	2
2.3	Toimitusvarmuuskriteeristön periaatteet ja reunaehdot	4
2.4	Sähkönjakelun luotettavuuden arviointi	6
2.5	Vakiokorvaukset	6
2.6	Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja	8
2.6.1.	SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI	8
2.6.2.	Keskeytyskustannukset	9
3	E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n esittely	11
3.1	Jakeluverkon rakenne	11
3.2	CLC – maankäyttöaineisto	13
3.3	Kaupunki-, taajama- ja maaseutualueet	14
4	Sähkönjakelun luotettavuuden tunnusluvut E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n alueella	18
4.1	Johtolähtökohtainen SAIDI ja SAIFI	18
4.2	Alueellinen SAIDI ja SAIFI	20
4.3	Keskeytyskustannukset	21
5	Keskeytykset E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n alueella	25
5.1	Lyhyet keskeytykset	25
5.2	Pitkät keskeytykset	27
5.2.1.	Keskeytysajan aiheuttajat	27
5.2.2.	Vuosien 2007 – 2010 vikojen tarkastelu	29
5.2.3.	Kaupunkialueiden asiakaskohtainen analyysi	33
5.2.4.	Taajama-alueiden asiakaskohtainen analyysi	35
5.2.5.	Maaseutualueiden asiakaskohtainen analyysi	39
5.2.6.	Eniten ongelmia kokeneet asiakkaat	42
5.2.7.	Vikakertymien analyysi	43
5.3	Suurhäiriöt	45
6	Keinot tavoitearvojen saavuttamiseksi	50
6.1	Pysyvien vikojen määrä	52
6.1.1.	Kaapelointi	52
6.1.2.	Tienvarteen rakentaminen	52
6.1.3.	Päällystetty avojohto (PAS)	53
6.1.4.	Maastokatkaisijat	54
6.1.5.	1000 V sähkönjakelu	54
6.1.6.	Ennakoiva kunnonhallinta	54
6.1.7.	Uudet sähköasemat	55
6.2	Vikojen erotusajat	55

6.2.1.	Valvomoautomaatio	55
6.2.2.	Kauko-ohjattavat erottimet.....	56
6.3	Vikojen korjausajat	56
6.3.1.	Varayhteydet	56
6.3.2.	Varavoima	56
6.3.3.	Korjauskaapelit	57
6.3.4.	Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa	57
7	Vikakeskeytysten tarkastelu ja toimenpiteiden analysointi verkon eri alueilla	59
7.1	Vikojen kesto aika E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkoalueella	61
7.1.1.	Keskimääräinen vian kesto aika	61
7.1.2.	Kauko-ohjauksen vaikutus vikojen keston.....	63
7.2	Ongelmallisimmat taajama-alueen kohteet	65
7.2.1.	Paljakka	66
7.2.2.	Hyrnsalmi	67
7.2.3.	Ukkohalla	68
7.2.4.	Ristijärvi	69
7.2.5.	Yhteenveto taajama-alueista	70
7.3	Ongelmallisimmat maaseutualueen kohteet.....	72
7.3.1.	Ranta-alueet.....	73
7.3.2.	Johtolähdön haara.....	77
7.3.3.	Johtolähtö	80
7.3.4.	Verkon häntäpää.....	84
7.3.5.	Yhteenveto maaseutualueista	86
7.4	Tulosten pohdintaa	86
8	Haasteet tavoitetasojen saavuttamiseksi	88
8.1	Ilmastomuutos	88
8.1.1.	Lämpötila	89
8.1.2.	Sadanta	91
8.1.3.	Ukkonen	93
8.1.4.	Tuuli	94
8.1.5.	Ilmastolliset haasteet toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta.....	94
9	Yhteenveto	95
	Lähteet.....	97

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AJK	Aikajälleenkytkentä
AL132	Keskijänniteavojohto
AMKA	Pienjänniteriippukierrekaapeli
AMR	Automatic Meter Reading
AXMK	Pienjännitekaapeli
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
CLC	Corine Land Cover, kuvaa Suomen maankäyttöä ja maanpeitettä
EKSV	E.ON Kainuun Sähköverkko Oy
EMV	Energiamarkkinavirasto
ET	Energiateollisuus ry
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
KJ	Keskijännite
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index, lyhyiden (< 3 min.) toimituskatkojen keskimääräinen määrä/asiakas,a
PAS	Päällystetty avojohto
PJ	Pienjännite
PJK	Pikajälleenkytkentä
RAVEN	Keskijänniteavojohto
RMU	Ring main unit
SAIDI	System Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
Sähkön toimitusvarmuus	Koostuu sähköjakeluverkon käyttövarmuudesta ja luotettavuudesta
Sähköjakelun luotettavuus	Koostuu sähköverkon käyttövarmuudesta ja sähköverkon luotettavuudesta
Sähköverkon käyttövarmuus	Sähköverkon kyky täyttää vaadittu toiminto vaaditulla ajanhetkellä ja aikavälillä vallitsevissa olosuhteissa
Sähköverkon luotettavuus	Todennäköisyys, jolla sähköverkko toteuttaa riittävästi sille asetetut toiminnallisuudet asetetussa ajassa ja vallitsevissa olosuhteissa
Toimitusvarmuuskriteeristö	Tutkimusraportti ”Sähköjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot”

Vertailuverkko	Jakeluverkkoyhtiö, jolla on samankaltainen verkkoalue kuin E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:llä
h_{ij}	Keskeytyksen kesto aika i muuntopiireillä j
ID_j	Laitteen j aiheuttama keskeytys (< 3 min)
mp	Muuntopiirien kokonaislukumäärä
mpk_i	Muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i on vaikuttanut
mpk_{ij}	Muuntopiirien lukumäärä, jossa keskeytyksen kesto on ollut h_{ij}
n	Keskeytysten lukumäärä
n_j	Asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä
N_s	Asiakkaiden lukumäärä
t_{ij}	Asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
x	Keskeytysaika

1. JOHDANTO

Keväällä 2010 julkaistussa Energiateollisuus ry:n tilaamassa tutkimusraportissa ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” on määritetty tavoitetasot asiakaskohtaisten vikakeskeytyksien kokonaiskestolle (h/a) sekä lyhyiden keskeytyksien lukumäärille (kpl/a) kumulatiivisena vuosisummana. Tavoitetasot on määritetty kolmelle eri alueelle, joita ovat kaupunki, taajama ja maaseutu. Toimitusvarmuuskriteerit ovat ensisijaisesti suunnittelukriteerejä ja koskevat vain vikakeskeytyksiä. Raportti suosittelee suunnittelukriteerien käyttöön ottamista välittömästi ja pyrkii siihen, että tavoitetasot voitaisiin näin olleen saavuttaa vuoteen 2030 mennessä.

Aluksi selvitetään E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n jakeluverkkoalueen sähkön toimitusvarmuuden nykytila. Jokainen verkkoasiakas määritetään kuuluvaksi joko kaupunkiin, taajamaan tai maaseutuun. Sen jälkeen selvitetään asiakkaiden kokemien vikakeskeytyksien kokonaiskesto ja lyhyiden keskeytyksien lukumäärä. Saatujen tuloksien avulla saadaan selville, millä alueilla tavoitetasoihin ei tällä hetkellä päästä.

Kun verkkoalueen nykytila on selvillä, vertaillaan erilaisia keinoja, joiden avulla haluttuihin tavoitetasoihin on mahdollista päästä. Tavoitetasojen saavuttaminen eri alueilla vaatii erilaisia toimenpiteitä. Kustannuksista otetaan huomioon investointikustannukset, joka kuvaa sitä rahamäärää, joka vaaditaan tavoitetasojen saavuttamiseen. Työssä pyritään esittelemään kaikki eri keinot, jotka ovat soveltuvia E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n alueelle. Tarkoitus on esitellä tällä hetkellä olemassa olevia tekniikoita. Tämän jälkeen arvioidaan edellä esitettyjen keinojen vaikutuksia asiakkaiden keskeytysaikoihin. Keskeytysaikoihin vaikuttavat vikojen määrä sekä vikojen vaikutusalue, joita E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n alueella on pyritty analysoimaan eri alueiden osalta.

Haasteita tavoitearvojen saavuttamiseen tuovat säässä tapahtuvat muutokset ja niiden mukana todennäköisesti lisääntyvät suurhäiriöt. Maaseutumaisilla jakeluverkkoyhtiöillä, kuten E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:llä, on paljon avojohtoverkkoa, joka on altis sään aiheuttamille vioille. Tässä työssä on tarkoitus arvioida tulevaisuudessa tapahtuvia ilmastollisia muutoksia sekä niiden vaikutuksia jakeluverkkoon. Ilmastollisten riskien tarkastelun jälkeen voidaan paremmin arvioida, millaisia haasteita tulevaisuuden verkko tulee kohtaamaan.

Lopuksi tehdään päätökset, mitkä ovat käyttökelpoisimmat toimenpiteet E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkoalueella, jotta tavoitetasojen saavuttaminen eri alueilla on mahdollista vuoteen 2030 mennessä.

2. SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUDEN KRITEERISTÖ JA TAVOITETASOT

Tässä kappaleessa esitellään tarkemmin tutkimusraportin ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” sisältöä. Tutkimusraportin on tilannut Energiateollisuus ry ja tutkimustyön ovat toteuttaneet yhteistyössä Lappeenrannan teknillisen yliopiston LUT Energia laitos ja Tampereen teknillisen yliopiston Sähköenergiatekniikan laitos. Raportista käsitellään vain diplomityön kannalta oleellinen sisältö ja jatkossa tässä työssä tähän raporttiin viitataan käsitteellä toimitusvarmuuskriteeristö. [1.] Energiateollisuus ry (ET) on sitoutunut toimitusvarmuustavoitteiden saavuttamiseen, joten sähköalaa edustava etujärjestö on vahvasti mukana sähkön toimitusvarmuuden parantamisessa.

2.1. Toimitusvarmuuskriteeristön tausta ja tavoitteet

Kauppa- ja teollisuusministeriön tilaama ja vuonna 2006 valmistuneen tutkimusraportin [2] yhtenä tavoitteena oli selvittää sähkönjakeluverkkoon soveltuvia toimitusvarmuuskriteerejä ja määritellä näille kriteereille raja-arvoja tai suuruusluokka käytettäville raja-arvoille. Raportti [2] tukee toimitusvarmuuskriteeristön kehittämistä ja sitä on käytetty pohjana tutkimusraportissa ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot”. Raportissa [2] mainitaan, että ”verkkoyhtiöiden taloudellinen valvonta tarkastelee verkkoyhtiötä kokonaisuutena eikä se takaa, että jokaisella yksittäisellä sähkönkäyttäjällä sähkön toimitusvarmuus on riittävällä tasolla”. Tämän takia tarvitaan mahdollisesti myös yksittäisiä sähkönkäyttäjiä koskevia raja-arvoja. [2]

Toimitusvarmuuskriteeristön yleisenä tavoitteena on ollut verkkopalveluiden kehittäminen ja toimialan maineen parantaminen [1]. Verkkoyhtiöt haluavat eroon pitkistä sähkökatkoista ja tämän takia on vuosina 2009 – 2010 määritetty sähkönjakelun varmuudelle kovat tavoitteet [3]. Toimitusvarmuuskriteeristö ohjaa investointeja ja organisatorisia toimenpiteitä myös niihin verkon osiin, joihin taloudellisen regulaation toimitusvarmuuskannusteet ja sanktiot eivät niitä ohjaa. Tällä halutaan taata kaikille sähkönkäyttäjille riittävä sähkön toimitusvarmuus. Tutkimuksessa on määritetty tasot vikakeskeytyksien kokonaiskestolle (h/a) ja lyhyiden keskeytysten lukumäärille (kpl/a), jotka ovat haastavia. Tarkastelujaksona käytetään yhtä vuotta. [1]

2.2. Toimitusvarmuuskriteeristön sisältö

Toimitusvarmuuskriteeristö koskee sähkönjakeluverkoissa tapahtuneita vikakeskeytyksiä, mutta jatkossa myös suunnitellut työkeskeytykset saattavat tulla kriteeristön piiriin.

Sähkönjakeluverkoilla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköasemien, keskijänniteverkkojen (kj) ja pienjänniteverkkojen (pj) muodostamaa kokonaisuutta. Tämä kriteeristö pohjautuu aluejaotteluun, jonka mukaisesti jokainen asiakas luokitellaan kuuluvaksi yhteen kolmesta eri alueesta: kaupunki, taajama ja maaseutu. Taulukossa 2.1. on esitetty eri alueiden osalta tavoitetasot. [1]

Taulukko 2.1. Kaupunki-, taajama- ja maaseutualueiden tavoitetasot [1].

	Kokonaiskeskeytysaika	Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä
Kaupunki	enintään 1 tunti vuodessa	ei lyhyitä katkoja
Taajama	enintään 3 tuntia vuodessa	enintään 10 kpl vuodessa
Maaseutu	enintään 6 tuntia vuodessa	enintään 60 kpl vuodessa

Toimitusvarmuuskriteerit ovat ensisijaisesti suunnittelukriteerejä ja suunnittelukriteerinä tavoitetasot tarkoittavat periaatetta, että kolmen vuoden aikana tavoitearvojen ylitys sallitaan enintään kerran. Esimerkiksi 20/0,4 kV jakelumuuntajan rikkoutuminen johtaa poikkeuksetta yli 3 tunnin keskeytykseen sen jakelualueen sähkökäyttäjille, mutta normaalitilanteessa tällainen tilanne sattuu hyvin harvoin samalle asiakkaalle. Suunnittelukriteeristö suositetaan otettavan käyttöön välittömästi, jotta tavoitetasot voidaan saavuttaa vuoteen 2030 mennessä. Suunnittelukriteerien vaikutus alkaa välittömästi, mutta muutokset ovat kuitenkin hitaita. [1]

On hyvä huomioida, että toimitusvarmuuskriteeristö ohjaa verkon luotettavuuteen tehtyjä investointeja yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. Sähkönjakelujärjestelmää kokonaisuutena kehitetään keskimääräisiä käyttövarmuutta ja luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja ja kannustimia hyödyntämällä. Tämä ei kuitenkaan takaa yksittäisen asiakkaan toimitusvarmuustasoa. [1]

Kriteeristön käytännön toteuttaminen edellyttää, että aluejaottelun pohjana on sel-laista aineistoa, joka on joustavaa ja helposti päivitettävissä. Yhtenä vaihtoehtona on ehdotettu CLC (Corine Land Cover)-aineiston käyttämistä, josta kerrotaan enemmän kohdassa 3.2. [1]

2.3. Toimitusvarmuuskriteeristön periaatteet ja reunaehdot

Sähkönjakelun toimitusvarmuus ja luotettavuus ovat keskeisiä osia määrittäessä sähkötoimituksen laatua. Sähkönkäyttäjän näkökulmasta sähkönjakelun luotettavuudella tarkoitetaan jakeluverkkoyhtiön kykyä toimittaa sähköä käyttäjälle. Sähkön laadun osatekijöitä on havainnollistettu kuvassa 2.1. Kuvassa esiintyvät termit SAIFI ja MAIFI esitellään tarkemmin kohdassa 2.6.1. [1]

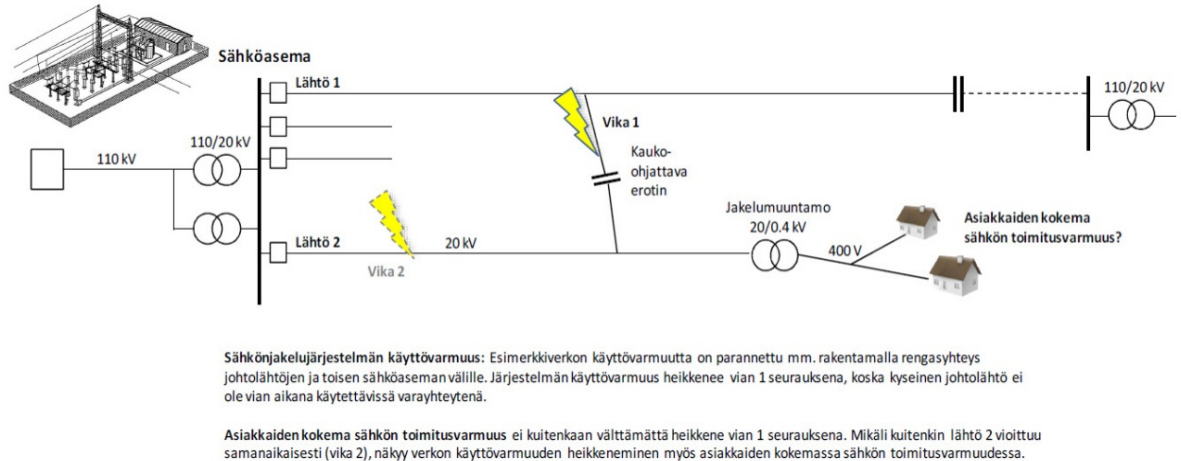


Kuva 2.1. Sähkön laadun osatekijät [1].

Sähkönjakelun luotettavuutta, verkkojen käyttövarmuutta ja luotettavuutta on seurattu erilaisten tunnuslukujen muodossa jo pitkään. Toimitusvarmuuskriteeristö määrittelee nämä termit seuraavasti: [1]

- **Sähkönjakelun luotettavuus** syntyy *verkon käyttövarmuudesta ja verkon luotettavuudesta*.
- **Sähköverkon käyttövarmuudella** tarkoitetaan verkon kykyä täyttää vaadittu toiminto vaaditulla ajanhetkellä ja aikavälillä vallitsevissa olosuhteissa.
- **Sähköverkon luotettavuudella** tarkoitetaan todennäköisyyttä, jolla se toteuttaa riittävästi sille asetetut toiminnallisuudet asetetussa ajassa ja vallitsevissa olosuhteissa.

Sähkön toimitusvarmuus riippuu sekä jakeluverkon käyttövarmuudesta että luotettavuudesta. Sähkön toimitusvarmuuden parantaminen edellyttää joko verkon käyttövarmuuden tai verkon luotettavuuden tai molempien parantamista. Kuvassa 2.2. on havainnollistettu sähköverkon käyttövarmuuden ja sähkön toimitusvarmuuden käsitteitä. [1]



Kuva 2.2. Sähköverkon käyttövarmuuden ja sähkön toimitusvarmuuden käsitteitä [1].

Karkeasti jakaen voidaan sanoa, että sähköverkon luotettavuus paranee vikojen määrää pienentämällä ja sähköverkon käyttövarmuus paranee vikojen vaikutusalueen rajoituksella. Verkon käyttövarmuus paranee käytännössä aina, kun verkon luotettavuus paranee, mutta luotettavuus ei välttämättä parane, jos käyttövarmuus paranee. Esimerkiksi erottimien kytkentäaikojen lyhentäminen parantaa verkon käyttövarmuutta, muttei verkon luotettavuutta. Kokonaisuutena molemmat parantavat sähkönjakelun luotettavuutta ja sitä kautta joidenkin asiakkaiden sähkön toimitusvarmuutta. [1]

Sähköverkon luotettavuutta parannetaan esimerkiksi siirtämällä johtoja pois metsästä teiden varsille. Sähköverkon käyttövarmuutta voidaan lisäksi parantaa esimerkiksi lisäämällä verkostoautomaatiota, rengasyhteyksiä ja suojausalueita. Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset luotettavuusindeksit (SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI), joista kerrotaan lisää kohdassa 2.6.1. Asiakkaan kokemaa haittaa kuvaavat keskeytyskustannukset kertovat verkkoalueen sähkönjakelun keskimääräisestä toimitusvarmuudesta. Toimitusvarmuus kuvaa asiakkaan kokeman sähköntoimituksen saatavuutta, joten asiakkaan näkökulma on keskimäärin vahvemmin esillä. [1]

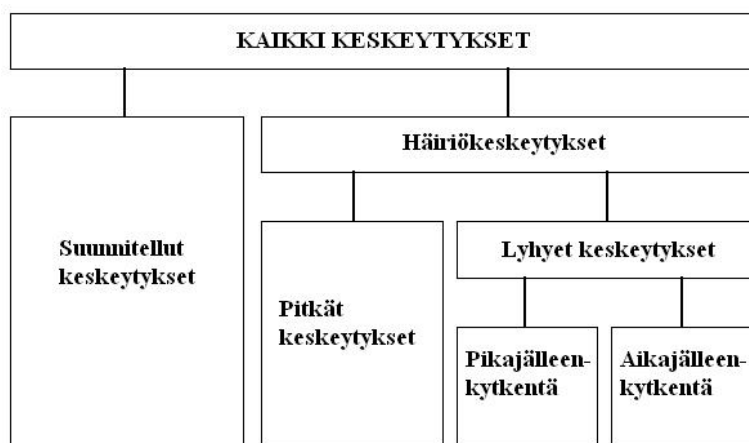
Sähkönkäyttäjän näkökulmasta toimitusvarmuus riippuu siitä, kuinka pitkän aikaa sähköverkkopalvelua ei ole saatavissa ja kuinka usein näin tapahtuu. Yksittäisellä asiakkaalla keskeytysten määrä ja keskeytysaika voivat vaihdella suuresti vuosittain. Kuitenkin verkkoalueen sähkönjakelun luotettavuus voi pysyä lähes muuttumattomalla tasolla. Yksittäisen asiakkaan kokema sähkön toimitusvarmuus ei siis välttämättä parane, vaikka jokin toiminto tehokkaasti parantaa sähkönjakelun luotettavuutta. Asiakaskeskeytysten pituus ja lukumäärä ovat tilastollisesti jakautuneita suureita. Haluttaessa tarkastella todellista toimitusvarmuutta, on oltava perillä keskeytysaikojen ja määrien keskimääräisten arvojen lisäksi niiden hajonnasta sekä keskeytysaika- ja määräjakautumamuodosta. Yksittäisen asiakkaan huomioon ottaminen ohjaa toimenpiteitä myös niihin

kohteisiin, joihin niitä ei sähköjakelun keskimääräisen luotettavuuden näkökulmasta ole kannattavaa kohdistaa. [1]

2.4. Sähkönjakelun luotettavuuden arviointi

Sähkömarkkinalaissa sähkön laatukysymyksiin on otettu aluksi kantaa hyvin yleisellä tasolla. Sähkömarkkinalain [4] 9 §:ssä todetaan, että verkonhaltijoilla on verkon kehittämisvelvollisuus ja näin ollen turvata osaltaan riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille. Myöhemmissä pykälissä viitataan sähkön laadun osalta standardiin SFS-EN 50160 [5], jonka avulla määritetään sähkön laatu nykyään.

Sähkönjakelun luotettavuuteen vaikuttavat lyhyet keskeytykset ja pysyvät viat. Standardissa SFS-EN 50160 [5] keskeytys määritellään tilanteeksi, jossa jännite on alle 1 % sopimuksen mukaisesta jakelujännitteestä. Keskeytykset voidaan luokitella suunniteltuihin keskeytyksiin ja häiriökeskeytyksiin. Toimitusvarmuuskriteeristö ottaa kantaa vain häiriökeskeytyksiin, joten suunniteltuja keskeytyksiä ei tässä työssä käsitellä. [5] Keskeytysten luokittelua on selvennetty kuvassa 2.3.



Kuva 2.3. Keskeytysten luokittelu.

Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista ja liittyvät enimmäkseen ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin ja häiriöihin. Ne ovat ei-ennustettavia, satunnaisia tapahtumia. Häiriökeskeytykset edelleen luokitellaan pitkiin keskeytyksiin (yli 3 minuuttia) ja lyhyisiin keskeytyksiin (enintään 3 minuuttia). Indikatiivisina arvoina on esitetty, että normaaleissa käyttöolosuhteissa pitkien keskeytysten määrä vuodessa voi olla 10 tai jopa 50 alueesta riippuen ja lyhyistä keskeytyksistä noin 70 % voi olla kestoltaan yhden sekunnin. Lyhyiden keskeytysten esiintymismäärä vaihtelee vuosittain muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. [5]

2.5. Vakiokorvaukset

Vuonna 2003 sähkömarkkinalakiin [4] lisättiin vakiokorvausmenettely, jonka mukaisesti asiakas voi saada korvausta pitkistä keskeytyksistä. Korvaus riippuu keskeytyksen ajasta ja sähkönkäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta. Korvaus määräytyy tau-

lukon 2.2. mukaan. Keskeytyskohtainen vakiokorvaus voi kuitenkin enimmillään olla 700 euroa sähkökäyttäjää kohti. [4]

Taulukko 2.2. Vakiokorvauksen määräytyminen [4].

Keskeytysaika (ka)	Korvaus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
$12 \text{ h} \leq ka < 24 \text{ h}$	10 %
$24 \text{ h} \leq ka < 72 \text{ h}$	25 %
$72 \text{ h} \leq ka < 120 \text{ h}$	50 %
$ka \geq 120 \text{ h}$	100 %

Suomessa vakiokorvauksia on maksettu sähkökäyttäjille vuosien 2005 – 2008 aikana yhteensä n. 6,6 M€ Vakiokorvauksia maksaneiden verkkoyhtiöiden määrä on vaihdellut vuosittain 20 – 29 yhtiön välillä. [6]. Tiekartta 2020 –hankkeen loppuraportin luonnoksessa [7] ehdotetaan, että vakiokorvauskäytäntöä tiukennettaisiin asteittain. Tiukennuksilla haluttaisiin pienentää laajojen ja pitkien sähkökatkojen riskiä etenkin taajama-alueilla. Taajamien vakiokorvauskäytäntöön ehdotetut muutokset vuodesta 2020 alkaen ovat esillä taulukossa 2.3. Haja-asutusalueella vakiokorvaus määräytyisi edelleen taulukon 2.2. mukaisesti. [7]

Taulukko 2.3. Ehdotettu vakiokorvauksen määräytyminen taajama-alueella vuodesta 2020 eteenpäin ja haja-asutusalueella vuodesta 2030 eteenpäin [7].

Keskeytysaika (ka)	Korvaus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
$6 \text{ h} \leq ka < 12 \text{ h}$	10 %
$12 \text{ h} \leq ka < 24 \text{ h}$	25 %
$24 \text{ h} \leq ka < 48 \text{ h}$	50 %
$ka \geq 48 \text{ h}$	100 %

Vuonna 2030 vakiokorvauskäytäntöä kiristettäisiin entisestään. Tällöin haja-asutusalueen vakiokorvaukset määräytyisivät taulukon 2.3. mukaisesti. Samalla keskeytyskohtainen euromääräinen katto nousisi 700 eurosta 1 500 euroon. Taajamien osalta vakiokorvauskäytäntöä kiristettäisiin edelleen taulukon 2.4. mukaisesti. [7]

Taulukko 2.4. Ehdotettu vakiokorvauksen määräytyminen taajama-alueilla vuodesta 2030 eteenpäin [7].

Keskeytysaika (ka)	Korvaus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
$3 \text{ h} \leq ka < 6 \text{ h}$	10 %
$6 \text{ h} \leq ka < 12 \text{ h}$	25 %
$12 \text{ h} \leq ka < 24 \text{ h}$	50 %
$ka \geq 24 \text{ h}$	100 %

Tiekartta 2020 –hankkeen luonnoksessa [7] ehdotetut vakiokorvauskäytännön muutokset vuodesta 2030 eteenpäin mukailevat hyvin toimitusvarmuuskriteerejä. Toimitus-

varmuuskriteeristön tavoitteena on saavuttaa tavoitetasot eri alueiden osalta vuoteen 2030 mennessä ja vakiokorvauskäytännön ehdotetaan muuttuvan näiden kriteerien mukaiseksi vuoden 2030 jälkeen. Tämä tarkoittaisi, että maaseutualueella vakiokorvauksia maksettaisiin yli 6 h:n keskeytyksestä ja taajama-alueella yli 3 h:n keskeytyksestä. Kyseessä on kuitenkin vasta luonnos, joten nämä rajat saattavat vielä muuttua.

2.6. Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja

Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset tunnusluvut antavat kuvan sähköntoimituksen keskimääräisestä toimitusvarmuudesta [1]. Asiakkaalla keskeytysten määrä ja kesto voi kuitenkin vaihdella suurestikin eri vuosina, vaikka sähköntoimituksen keskimääräinen toimitusvarmuus on pysynyt muuttumattomana.

2.6.1. SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI

Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja ovat muun muassa SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI. Nämä tunnusluvut määritellään seuraavasti:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), lyhyiden (< 3 min.) toimituskatkojen keskimääräinen määrä/asiakas,a

Nämä ovat asiakaslähtöisiä tunnuslukuja ja kuvaavat sähköntoimituksen keskimääräistä toimitusvarmuutta. Edellä mainitut tunnusluvut on kuvattu standardissa IEEE 1366-2001 [8]. Standardi [8] määrittelee myös muita sähköntoimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja, joita ei tässä työssä käsitellä. Energiamarkkinaviraston (EMV) keräämät tunnusluvut ”Keskeytysten vuotuinen lukumäärä kuluttajalla” ja ”Kuluttajan vuotuinen keskeytysaika” vastaavat T-SAIFI ja T-SAIDI tunnuslukuja. Kirjain T kuvaa sitä, että tunnusluvut ovat muuntopiirikohtaisia. Näissä tunnusluvuissa ei ole huomioitu pienjänniteverkon keskeytyksiä. [1]

Tunnusluvut SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI voidaan laskea seuraavien yhtälöiden (1 – 4) avulla. [1]

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s} \quad (1)$$

missä n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä
 N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s} \quad (2)$$

missä t_{ij} asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
 N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$CAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3)$$

missä t_{ij} asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
 n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä

$$MAIFI = \frac{\sum_j ID_j \cdot n_j}{N_s} \quad (4)$$

missä ID_j laitteen j aiheuttama keskeytys (< 3 min)
 n_j asiakkaan j kokema keskeytys
 N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä

Vastaavasti muuntopiiritason keskeytystunnusluvut T-SAIFI ja T-SAIDI lasketaan yhtälöiden 5 – 6 avulla. EMV tilastoi keskeytyksiä muuntopiiritasolla.

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n mpk_i}{mp} \quad (5)$$

missä n keskeytysten lukumäärä
 mpk_i muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i on vaikuttanut
 mp muuntopiirien kokonaislukumäärä jakelualueella

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk_{ij} \cdot h_{ij}}{mp} \quad (6)$$

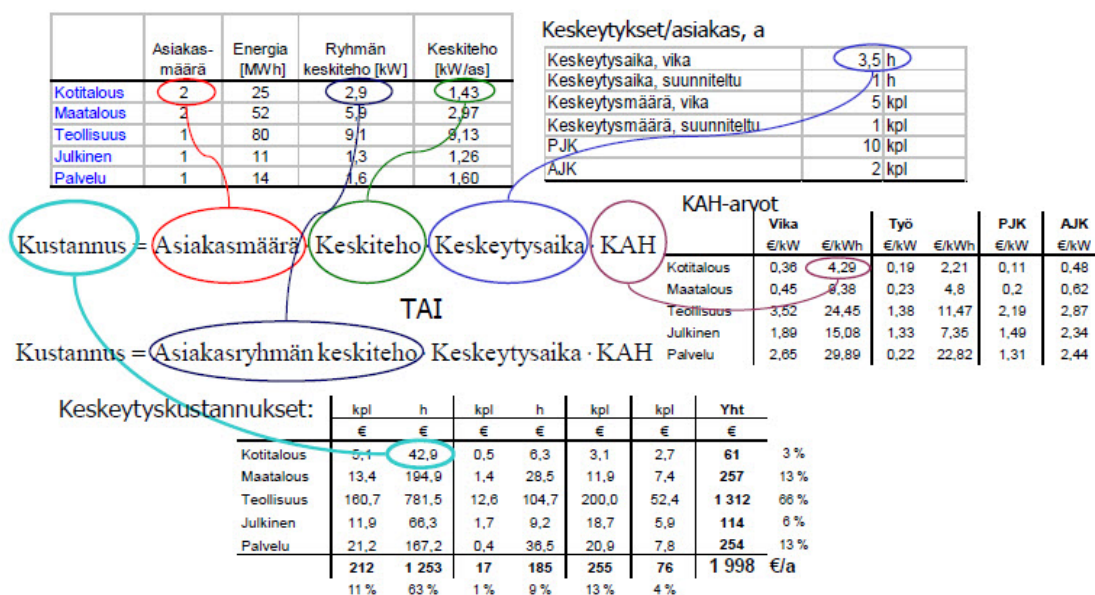
missä n keskeytysten lukumäärä
 x keskeytyksen i aikana esiintyvät keskeytysajat
 mpk_{ij} muuntopiirien lukumäärä, jossa keskeytyksen kesto on ollut h_{ij}
 h_{ij} keskeytyksen kesto aika muuntopiireillä
 mp muuntopiirien kokonaislukumäärä jakelualueella

Näiden tunnuslukujen lisäksi voidaan tilastoida muun muassa toimittamatta jääneen energian määrää sekä keskeytyskustannuksia. Keskeytyskustannuksia käsitellään enemmän kohdassa 2.6.2.

2.6.2. Keskeytyskustannukset

Keskeytyskustannukset muodostuvat sähköverkossa tapahtuneiden pysyvien vika- ja työkeskeytyksien sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen (lyhyet keskeytykset) kustannuk-

sista. Sähköyhtiölle keskeytyksestä tulee kuluja viankorjauskustannusten muodossa ja asiakkaille aiheutuu lähinnä tuotannon menetyistä sekä koneiden ja laitteiden sammumisia. Asiakkaille aiheutuvia keskeytyksiä voidaan arvioida asiakasryhmäkohtaisesti KAH (keskeytyksestä aiheutuva haitta)-arvojen avulla. KAH-arvot on määritetty asiakasryhmäkohtaisesti. Kustannusten muodostuminen on esitetty kuvassa 2.4. [1; 4.] EMV ei käytä asiakasryhmäkohtaisia KAH-arvoja vaan asiakasryhmäkohtaisten KAH-arvojen pohjalta on muodostettu KAH-arvot, joita käytetään tilastoitaessa keskeytyskustannuksia. Tässä työssä käytetään näitä EMV:n määrittelemiä KAH-arvoja, jotka ovat 1,1 €/kW ja 11 €/kWh.



Kuva 2.4. Kustannusten muodostuminen [1].

Keskeytyksestä aiheutuva haitta vaihtelee laajoissa rajoissa riippuen keskeytyksen ajankohdasta, keskeytyksen pituudesta, asiakasryhmästä ja toimialasta. Lisäksi keskimääräiseen haitta-arvioon vaikuttaa voimakkaasti maantieteellinen sijainti sekä se, onko asiakas kytketty maakaapeli- vai ilmajohtoverkkoon. [9]

3. E.ON KAINUUN SÄHKÖVERKKO OY:N ESITTELY

E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n (EKSV) omistaa 100 % E.ON Kainuu Oy. E.ON Kainuu Oy:n pääomistaja on E.ON Sverige AB (50,5 %). Muut omistajat ovat Kajaanin kaupunki (37,5 %) sekä Sotkamon kunta (12,0 %). EKSV:lla on verkkoliiketoimintaa Kainuussa ja Pohjois-Pohjanmaalla (Pyhännän kunta ja osa Siikalatvan kunnasta). Verkkoalueen sijoittuminen Suomessa on esitetty kuvassa 3.1. [10]



Kuva 3.1. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualue [11].

Jakeluverkkoalueen koko on $22\,500\text{ km}^2$, joka on 7 % Suomen pinta-alasta. Asukkaita jakeluverkkoalueella on vajaa 90 000 ja sähkönkäyttöpaikkoja vuoden 2011 alussa 57 097. [6; 12.] Asukastiheys Kainuussa oli vuonna 2009 $3,8\text{ asukasta/km}^2$ koko maan keskiarvon ollessa $17,6\text{ asukasta/km}^2$ [13]. Voidaan sanoa, että Kainuu on harvaan asutua seutua.

3.1. Jakeluverkon rakenne

EKSV:n koko verkkopituus on 12 808 km sisältäen 0,4 – 110 kV jännitetasot. Keski-jänniteverkon (6 – 70 kV) osuus on 7 304 km ja pienjänniteverkon (0,4 kV) osuus 5 280 km. Keski-jänniteverkon johtopituudet ja -laadut ovat esillä taulukossa 3.1. Kaapelien ja PAS-johtojen osuudet ovat suhteellisen pieniä koko johtopituudesta. Keski-jänniteverkosta on kaapeloitu noin 4,8 % ja kaapeleista suurin sijaitsee kaupunki- ja taajama-

alueilla. Suomessa keskimääräinen keskijänniteverkon kaapelointiaste on 11 %. Sähköasemia on 27 kpl, joissa on yhteensä 176 johtolähtöä. Johtolähdöille on sijoitettu 168 kauko-ohjattavaa kytkinasemaa eli erotin- ja katkaisija-asemia. Erotinasemia on määrällisesti enemmän kuin katkaisija-asemia. Keskijänniteverkosta noin 70 % on sammutettu ja noin 30 % maasta erotettu. Nämä tiedot kuvaavat vuoden 2009 tilannetta. [6]

Taulukko 3.1. Keskijänniteverkon johtolaadut ja -pituudet EKS:n verkkoalueella v. 2009.

Johtolaadut ja -pituudet			
Avojohto	PAS	Kaapeli	Ilmakaapeli
6803 km	139 km	339 km	10 km

Vuonna 2005 EKS:n (silloisen Kainuun Energia Oy:n) kaapelointiaste oli noin 3,4 % ja kaapelien kokonaispituus noin 241 km. Neljässä vuodessa kaapelien määrä on lisääntynyt 108 km:llä eli 1,4 prosenttiyksiköllä. Jakeluverkkoyhtiöitä, joilla on samankaltainen jakeluverkko kuin EKS:lla, kutsutaan tässä työssä vertailuverkoiksi. Näillä vertailuverkoilla oli keskimääräinen kaapelointiaste vuonna 2005 noin 3,3 %. Tällöin EKS:n kaapelointiaste oli samaa tasoa kuin vertailuverkkoyhtiöillä. Vuonna 2009 vertailuverkkojen keskimääräinen kaapelointiaste oli noin 4,6 % eli EKS:n kaapelointiaste oli edelleen samaa luokkaa kuin vertailuverkoilla. Jos kuitenkin verrataan kaapelimääriä per asiakas, niin EKS erottuu selvästi vertailuverkoista, kuten taulukosta 3.2. käy ilmi. EKS:n alueella keskijännitekaapeleita oli vuonna 2009 keskimäärin 6,2 m/asiakas, kun taas vertailuverkoissa keskimäärin vastaava luku oli 2,7 m/asiakas. Keskijännitekaapeleiden määrä asiakasta kohti EKS:n alueella on yli kaksinkertainen vertailuverkkoihin nähden. [6]

Taulukko 3.2. Tietoa kaapeleista EKS:n ja vertailuverkkojen alueella vuosina 2005 ja 2009.

	EKS	Vertailuverkot
Kaapelointiaste v. 2005	3,4 %	3,3 %
Kaapelointiaste v. 2009	4,8 %	4,6 %
Keskijänniteverkon kaapeleita:		
- m/asiakas, v. 2005	4,4	2,1
- m/asiakas, v. 2009	6,2	2,7

EKS:n jakeluverkkoalue koostuu suurelta osin maaseudusta ja on samalla harvaan asuttua. EMV:n tilaston [6] mukaan laskettuna EKS:lla on verkkoa 226 m/käyttäjä, kun koko maan keskiarvo on 115 m/käyttäjä. Taulukosta 3.3. voidaan nähdä, että verkkoasiakkaita on vain 2,4 kpl/km² koko maan keskiarvon ollessa 9,3 kpl/km². Keskijänniteverkkoa on noin kolme kertaa enemmän verkkoasiakasta kohti kuin koko maassa keskimäärin eli ylläpidettävää verkkoa on paljon yhtä asiakasta kohden.

Taulukko 3.3. EKS:n verkkoalueen ja koko maan tunnuslukuja [6].

	Kainuu	Koko maa yhteensä
Verkkoasiakkaita, kpl/km ²	2,4	9,3
Pienjänniteverkkoa, m/verkkoasiakas	93	71
Keskijänniteverkkoa, m/verkkoasiakas	129	40

EKS:n verkkoalueella metsiä on runsaasti ja vaara-alue kulkee läpi Kainuun. Jakeluverkon avojohdoista suurin osa sijaitsee edelleen metsässä, vaikka nykyään verkot saneerataan tien varteen mahdollisuuksien mukaan. Etenkin runkoverkot pyritään saamaan pois metsäisiltä alueilta. Ympäristöolosuhteet tekevätkin jakeluverkkoliiketoiminnasta vaikeaa.

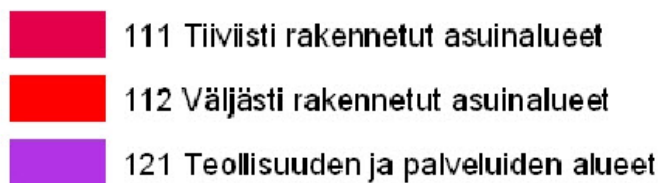
3.2. CLC – maankäyttöaineisto

CLC (Corine Land Cover) -aineisto kuvaa Suomen maankäyttöä ja maanpeitettä [14]. Aineisto kuvaa maanpeittoa 25 m x 25 m ruutuina rasterikuvana ja 25 ha alueina vektorimuodossa. Tietty värikoodi kuvaa ruudun maanpeittoa. Vuoden 2010 aikana on valmistunut aineisto, joka kuvaa vuoden 2006 tilannetta. [1]

Maankäyttöä ja maanpeitettä kuvataan kolmitasoisella hierarkkisella luokittelulla. Pääluokkia on viisi ja ne jaetaan edelleen 15 alaluokkaan luokittelun toisella tasolla. Kolmannella luokittelutasolla on yhteensä 44 alaluokkaa. Luokittelua ei sen tarkemmin käsitellä tässä työssä. [1; 14.] Toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta oleellisia ovat seuraavat luokat: [1]

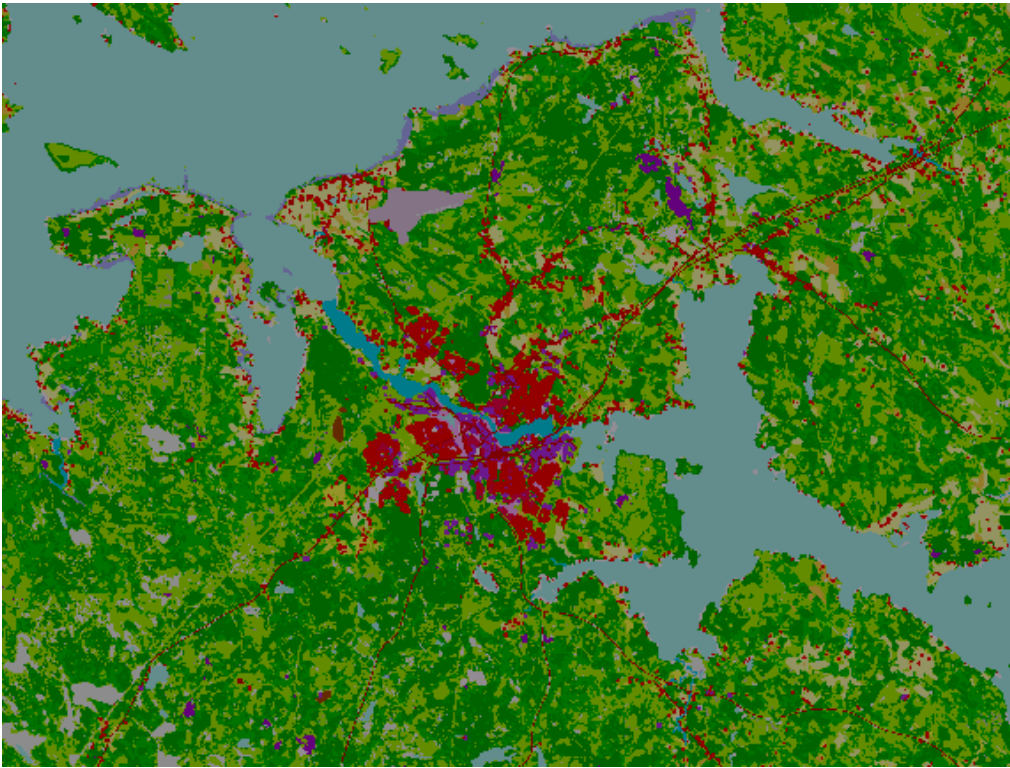
- 111 Tiiviisti rakennetut asuinalueet
- 112 Väljästi rakennetut asuinalueet
- 121 Teollisuuden ja palveluiden alueet

CLC-aineistossa nämä luokat on merkitty kuvassa 3.2 näkyvin värein.



Kuva 3.2. CLC-aineistossa toimitusvarmuuskriteeristön kannalta oleellimmat luokat esitetty värien avulla [15].

Kuvassa 3.3. on esitelty CLC-aineistoa. Se kuvaa Kajaanin kaupunkia ja sen lähiympäristöä. Luokka 111 viittaa kaupunkialueeseen ja luokka 112 taajama-alueeseen. Luokka 121 voi olla kumpaa tahansa eli luokitus riippuu ympäristöstä.



Kuva 3.3. CLC-aineistoa Kajaanin ympäristöstä.

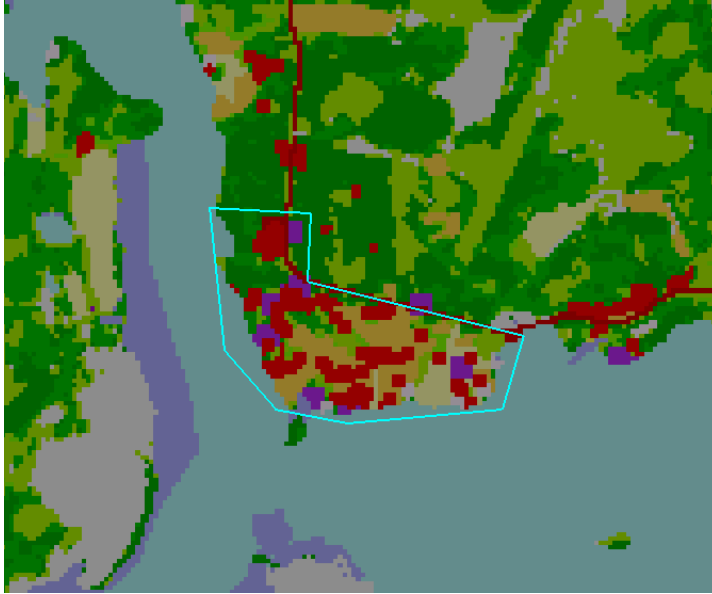
CLC-aineiston hyvä ominaisuus on se, että se on ilmaiseksi saatavilla ja se on helposti liitettävissä tietojärjestelmiin. EMV on aikaisemmin esittänyt, että sitä sovellettaisiin maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittämiseen, joka myös puhuu CLC-aineiston puolesta. Ongelmana on aineiston pirstaleisuus. EU:ssa on käytössä yleistys-säännöt, joilla muodostetaan vähintään 25 ha alueita. Suomessa nämä säännöt soveltuvat taajamien ja maaseutujen erottamiseen, mutta kaupunkialueita ei näillä säännöillä pystytä erottamaan. CLC-aineiston huono puoli on, että se kuvaa useita vuosia sitten vallinnutta tilannetta eikä nykyhetkeä tai tulevaisuutta. [1]

Kaupunkialueiden määrittämiseen tulisi löytää 25 ha yleistystä parempi määrittely, jotta ne muutamat kaupunkialueet tulisivat määritellyiksi. Taajamien ja maaseutujen kohdalla yleistyssääntöjen ohella voitaisiin käyttää muun muassa kaavoitusrajoja, jotta maaseudulla olevat pienet 112-alueet tulisivat määritellyiksi. [1]

3.3. Kaupunki-, taajama- ja maaseutualueet

Aikaisemmin alueisiin jaottelu on perustunut johtolähtökohtaiseen kaapelointiasteeseen, mutta tämän uuden kriteeristön myötä näitä aluerajauksia täytyy tarkastella uudelleen. EKS:n verkkotietojärjestelmään on määritetty EMV:n tilastoja varten aluerajat kaupungeille ja taajamille. Rajat on pyritty määrittelemään niin, että ne vastaisivat tulevai-

suudessa alueen tilannetta. Kuvasta 3.4. näkyy, miten hyvin aikaisemmin tehdyt aluerajat mukailevat CLC-aineistoa. Esimerkki on Suomussalmen Juntusrannalta, joka on hyvä esimerkki maaseudulla sijaitsevasta pienestä taajamasta.



Kuva 3.4. Esimerkki nykyisten aluerajojen ja CLC-aineiston yhteensopivuudesta.

Tällaisia kuvan 3.4. mukaisia maaseudulla sijaitsevia taajamia ovat myös hiihtokeskukset kuten Ukkohalla ja Paljakka. Muita taajamiksi määriteltyjä alueita ovat Kuluntalahti, Kontiomäki, Vuolijoki, Otanmäki, Sotkamo, Vuokatti, Suomussalmi, Hyrynsalmi, Ristijärvi, Puolanka, Paltamo, Pyhäntä, Vaala ja Kestilä. Kaupunkialueiksi määriteltäviä alueita löytyy Kajaanin ydinkeskustasta sekä Kuhmon keskustasta. Kaupunkialueen ulkopuoliset osat Kajaanissa ja Kuhmossa osin luokitellaan taajamaksi. Loput verkkoalueesta määritellään kuuluvaksi maaseutuun.

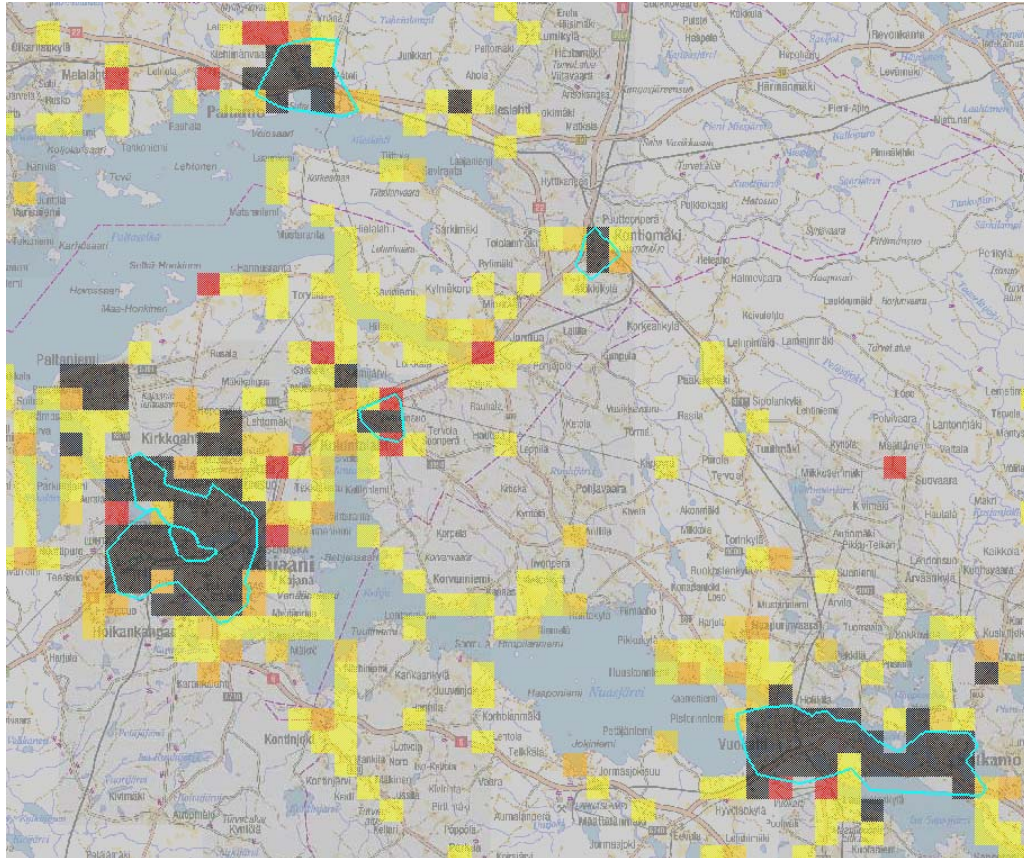
Kartalle EKS:n kaupunki-, taajama- ja maaseutalueet sijoittuvat kuvan 3.5. mukaisesti. Alueet on suurelta osin määritetty alueellisen kuormitustiheyden mukaan verkkotietojärjestelmästä.



Kuva 3.5. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n kaupunki-, taajama- ja maaseutalueet kartalla.

Tässä työssä käytetään pohjana aikaisemmin määritettyjä aluerajoja, koska ne mu-
kailevat hyvin CLC-aineistoa. Myöhemmin voi olla tarpeen tarkastella rajoja uudelleen,
koska tämänhetkinen CLC-aineisto verkkotietojärjestelmässä kuvaa vuoden 2006 tilan-
netta. CLC-aineiston 25 m x 25 m ruudut voivat osoittautua liian pieniksi, koska useassa
tapauksessa maaseudulla sijaitseva yksittäinen talokin voi saada CLC-aineistossa esi-
merkiksi luokan 112, joka tarkoittaisi taajama-aluetta. Aineistoa voisi tulevaisuudessa
kehittää niin, että ruutukoko olisi suurempi, jolloin se kuvaisi paremmin verkkoaluetta
kokonaisuutena. Suuremman ruutukoon ansiosta maaseudulla sijaitsevat yksittäiset talot
eivät korostuisi.

EMV:n aluerajoja voidaan tarkastella myös keskeytyskustannusten osalta. Kuvassa 3.6. on näkyvillä EMV:n aluerajat ja keskeytyskustannukset rasterimuodossa Kajaanin lähialueilta. Keskeytyskustannukset on laskettu kuormitustiheyksien avulla. Mitä tummempi neliö on, sitä suuremmat keskeytyskustannukset ovat. Aluerajat mukailevat hyvin tummimpia alueita Kirkkoahoa ja Paltaniemeä lukuun ottamatta. Nämä alueet voitaisiin tulevaisuudessa määritellä kuuluvaksi taajamaan.



Kuva 3.6. EMV:n mukaiset aluerajat (sinisten viivojen rajaamat alueet) ja keskeytyskustannukset rasterimuodossa. KAH-kustannukset on laskettu huipputehon aikana ja mitä tummempi neliö on, sitä suuremmat ovat keskeytyskustannukset.

Aluerajojen perusteella EKS:n verkkoalueella 11 % asiakkaista kuuluu kaupunki-alueeseen, 49 % taajama-alueeseen ja 40 % maaseutualueeseen. Analyysit eri alueiden vikakeskeytyksistä löytyvät luvusta 5.

4. SÄHKÖNJAKELUN LUOTETTAVUUDEN TUNNUSLUVUT E.ON KAINUUN SÄHKÖVERKKO OY:N ALUEELLA

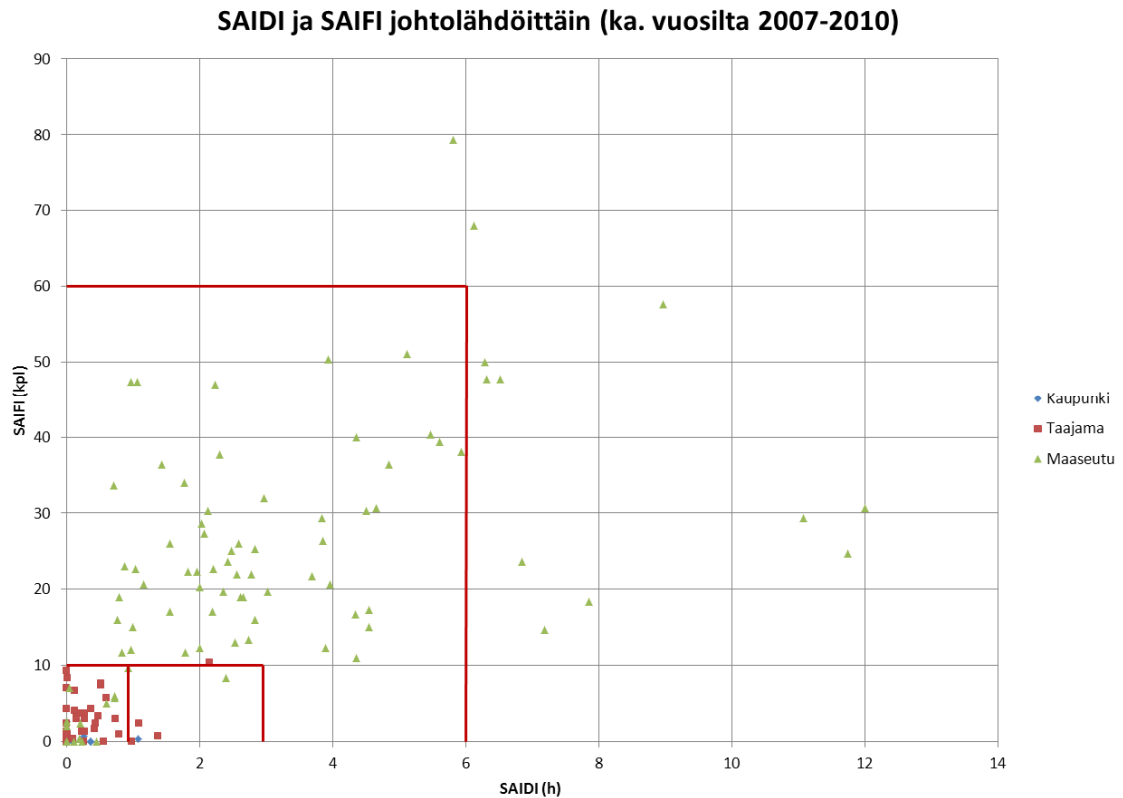
EMV tilastoi sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja muuntopiirikohtaisesti ja ne kuvaavat koko verkon tilannetta. Näitä tunnuslukuja voidaan lähteä analysoimaan myös johtolähtökohtaisesti ja alueellisesti, jolloin päästään lähemmäksi eroavaisuuksia eri alueiden välillä.

Tässä luvussa on tarkoitus esitellä sähkönjakelun luotettavuuteen liittyvistä tunnusluvuista SAIDI ja SAIFI sekä keskeytyskustannuksia EKS:n verkkoalueella. SAIDI:a ja SAIFI:a analysoidaan johtolähtökohtaisella ja alueellisella analyysillä. Keskeytyskustannuksia käsitellään maaseutualueiden osalta ja näytetään, miten keskeytyskustannukset muuttuvat sen mukaan, kuinka kaukana ollaan sähköasemalta.

4.1. Johtolähtökohtainen SAIDI ja SAIFI

Analysoidaan johtolähtökohtaisesti vikojen SAIDI:a ja SAIFI:a, joiden avulla päästään lähemmäksi asiakaskohtaisia keskeytysaikoja- ja määriä. Johtolähtökohtainen analyysi ei suoraan kerro asiakkaan keskeytysaikaa ja -määriä, mutta niiden avulla saadaan kuitenkin käsitys siitä. Johtolähtökohtainen analyysi ei ota huomioon pienjännitepuolen vikoja vaan ainoastaan keskijännitepuolen viat.

Dataa on analysoitu vuosilta 2007 – 2010 ja tulokset ovat esillä kuvassa 4.1. Johtolähdöt on jaoteltu kaupunki-, taajama- ja maaseutulähtöihin sen mukaan, mihin alueeseen suurin osa asiakkaista kuuluu. Osalla johtolähdöistä on siis asiakkaita, jotka todellisuudessa kuuluvat muuhun kuin johtolähdön ilmoittamaan alueeseen. Lähinnä maaseutulähdöillä on asiakkaita, jotka oikeasti kuuluisivat taajama-alueeseen, mutta myös taajamalähdöillä on asiakkaita, jotka oikeasti kuuluisivat maaseutualueeseen. Kuva 4.1. antaakin käsityksen keskimääräisestä sähkönjakelun luotettavuudesta keskijänniteverkon johtolähdöillä.



Kuva 4.1. Kaupunki-, taajama- ja maaseutulähtöjen vikakeskeytysten SAIDI ja SAIFI (keskiarvo vuosilta 2007 – 2009). Punaisella viivalla on rajattu toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemät tavoitetasot, jotka eivät suoraan vastaa SAIDI:a ja SAIFI:a.

Kuvan 4.1. arvot ovat keskiarvoja vuosilta 2007 – 2010, joten yksittäisinä vuosina tilanne on voinut olla hyvinkin erilainen. Keskiarvo on kuitenkin parempi vaihtoehto kuin yksittäisen vuoden tarkasteleminen. Se antaa paremman kuvan johtolähdön tilanteesta yleisellä tasolla. Asiakaskohtaisia keskeytyksiä analysoidaan myöhemmin tässä työssä, jolloin yksittäisien vuosien vaikutus tulee esille.

Kaupunki- ja taajamalähdöt keskittyvät pienelle alueelle yhtä taajamalähtöä lukuun ottamatta. Tämä lähtö on osin maaseutumainen, joka selittää poikkeamisen muista taajamalähdöistä. Maaseutulähtöjen kohdalla on suurempi hajonta, mutta lähtöjäkin on enemmän kuin kaupunki- tai taajamalähtöjä. Toimitusvarmuuskriteeristön määrittämät tavoitteet eivät suoraan vastaa SAIDI:a ja SAIFI:a. SAIFI ottaa huomioon kaikki vikamäärät eli jälleenkytkentämäärien lisäksi myös pysyvien vikojen määrät. SAIDI taas ei suoraan kerro yksittäisen asiakkaan kokemaa keskeytysaikaa, koska esimerkiksi pj-verkon viat eivät ole mukana laskennassa. Johtolähtökohtainen SAIDI ja SAIFI-analyysi havainnollistaa kuitenkin hyvin sähkönjakelun luotettavuuden tasoa EKS:n verkkoalueella.

Jos tarkastellaan toimitusvarmuuskriteeristön määrittämiä tavoitetasoja ja johtolähtökohtaista SAIDI ja SAIFI –analyysiä, niin johtolähtökohtaisen tarkastelun perusteella kaupunki- ja taajamalähtöjen kohdalla ei ole suurta ongelmaa. Vain yksi taajamalähtö poikkeaa enemmän muista ja sekin sen takia, koska se on osin maaseutumainen. Maaseutulähtöjen kohdalla taas vaikuttaa siltä, että maaseutualueille pitää kohdentaa toi-

menpiteitä, jotta asiakaskohtaiset tavoitetasot voidaan saavuttaa. Hajonta on maaseutulähdöillä suurta ja ääripäitä löytyy sekä SAIDI:n että SAIFI:n osalta. Toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemä 6 h:n tavoite maaseutualueen keskeytysajan osalta vaikuttaa vaikeammalta kuin jälleenkytkentämäärä 60 kpl. Tämän voi päätellä kuvassa 4.1. olevien johtolähtöjen määrällä näiden rajojen ulkopuolella: SAIDI:n 6 h:n kohdan oikealle puolella on enemmän johtolähtöjä kuin SAIFI:n 60 kpl:n kohdan yläpuolella. Täytyy tosin muistaa, että SAIDI:a ja SAIFI:a ei siis suoraan voida soveltaa toimitusvarmuuskriteeristön tavoitetasojen saavuttamisen arvioimiseen.

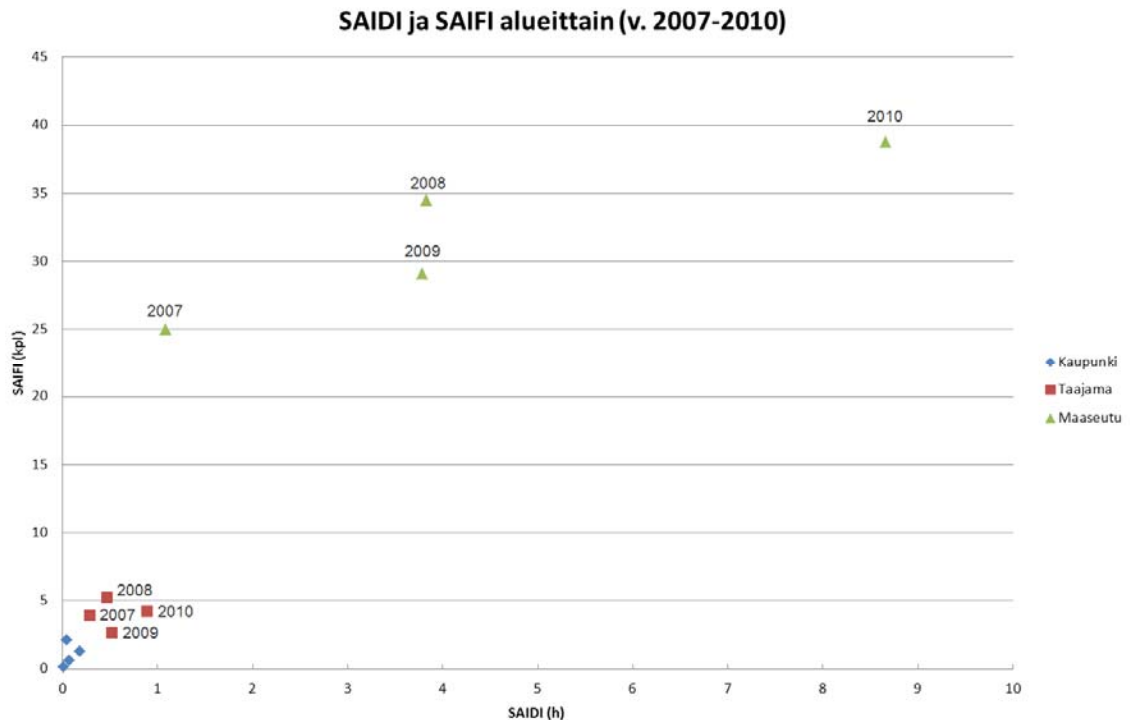
4.2. Alueellinen SAIDI ja SAIFI

Johtolähtökohtaisen analyysin lisäksi SAIDI:a ja SAIFI:a voidaan tarkastella myös alueellisesti. Alueellinen tarkastelu antaa kuvan alueen tilasta, vaikka sekään ei suoraan kerro yksittäisen asiakkaan sähkönjakelun luotettavuudesta. Taulukkoon 4.1. on koottu vuosien 2007 – 2010 tilanne kaupunki-, taajama- ja maaseutualueilla.

Taulukko 4.1. Kaupunki-, taajama- ja maaseutualueiden vikakeskeytysten SAIDI (h) ja SAIFI (kpl) vuosina 2007 – 2010.

KAUPUNKI	SAIDI	SAIFI	TAAJAMA	SAIDI	SAIFI	MAASEUTU	SAIDI	SAIFI
v. 2007	0,04	2,14	v. 2007	0,29	3,90	v. 2007	1,09	25,00
v. 2008	0,18	1,33	v. 2008	0,47	5,22	v. 2008	3,83	34,48
v. 2009	0,07	0,65	v. 2009	0,53	2,62	v. 2009	3,79	29,13
v. 2010	0,01	0,18	v. 2010	0,89	4,18	v. 2010	8,66	38,77

Taulukkoa 4.1. voidaan havainnollistaa kuvaajalla, joka on esillä kuvassa 4.2. Kuvaaja havainnollistaa eroja eri vuosien välillä, etenkin maaseudulla vuosien välillä on suurta vaihtelua. Kaupunki- ja taajama-alueiden eri vuosien väliset erot eivät ole suuria. Maaseutualueilla vaihtelu etenkin SAIDI:ssa on suurta eli keskimääräiset keskeytysajat vaihtelevat vuosien välillä aina yhdestä tunnista melkein yhdeksään tuntiin.



Kuva 4.2. SAIDI ja SAIFI kaupunki-, taajama- ja maaseutualueilla vuosina 2007 – 2010.

Kaupunki- ja taajama-alueiden tilanne ei näytä huolestuttavalta, kuten johtolähtökohtainen analyysikin antoi viitteitä. Maaseutualueilla taas SAIDI kertoo siitä, että etenkin toimitusvarmuuskriteeristön keskeytysajan 6 h:n tavoite on vaikea saavuttaa. Myös jälleenkytkentämäärien tavoitteessa on odotettavissa haasteita, mutta tämän analyysin perusteella haasteet ovat etenkin keskeytysajassa. Johtolähtökohtainen analyysi antoi samansuuntaisia tuloksia ja tämä alueellinen tarkastelu tukee näitä johtolähtökohdaisia tuloksia. Asiakaskohtainen analyysi antaa kuitenkin tarkimman kuvan toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteiden saavuttamisesta.

Vuonna 2010 maaseutualueen SAIDI oli 8,66 h eli jos maaseutualueen vuotuinen keskeytysaika jaettaisiin tasan maaseutuasiakkaiden kesken, jokaisella asiakkaalla ylittyisi tavoitearvo tämän vuoden osalta. Käytännössä näin ole, mutta sen perusteella voidaan sanoa, että keskeytysajat ovat olleet pitkiä. Kesän 2010 myrskyt ovat suurin syy pitkiin keskeytysaikoihin ja sitä kautta SAIDI:n suuruuteen. Vuosi 2010 on hyvä esimerkki siitä, miten avojohtoverkko on herkkä sääilmiöiden aiheuttamille vioille. Toimitusvarmuuskriteeristö sallii kuitenkin sen, että yhtenä vuonna tavoitearvo ylittyy. Jos tulevaisuudessa myrskyt lisääntyvät, niin tilanne olisi suurin piirtein vuoden 2010 mukainen tulevaisuudessa. Tällöin keskimäärin jokaisella maaseutuasiakkaalla tavoitearvo 6 h ylittyisi. Tämä tulee pitää mielessä, kun mietitään, miten kriteeristön tavoitetasot voidaan tulevaisuudessa saavuttaa.

4.3. Keskeytyskustannukset

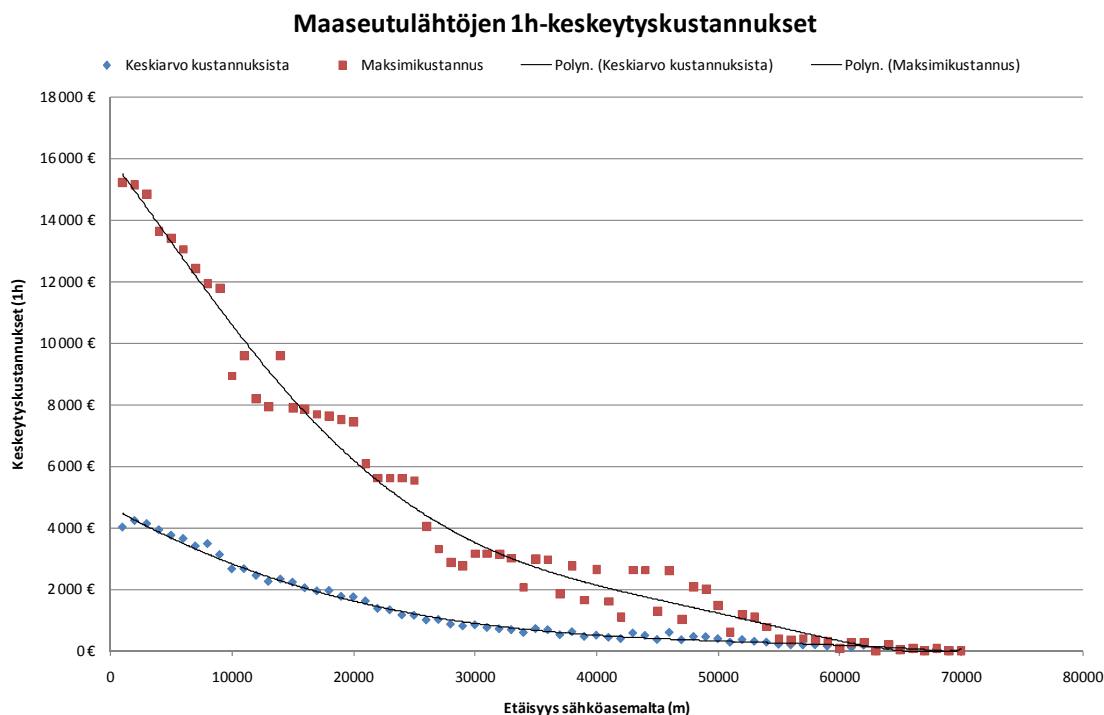
EMV tilastoi vuosittain verkkoyhtiöiden keskeytyskustannuksia ja käyttää laskennassaan taulukossa 4.2. esitettyjä arvoja. Keskeytysten hinta on esitetty vuoden 2005 ra-

hanarvossa. EMV:n käyttämät KAH-arvot eivät ota huomioon asiakasryhmäkohtaisia eroja, mutta taulukossa 4.2. esitetyt KAH-arvot on valittu niin, että ne vastaisivat asiakasryhmäkohtaisilla KAH-arvoilla saatavia keskeytyskustannuksia [2]. Tässä työssä keskeytyskustannuksia on lähdetty ajattelemaan vyöhykemäisesti eli miten sähköasemalta lähdettäessä keskeytyskustannukset muuttuvat etäisyyden funktiona. Keskeytyskustannuksissa on otettu huomioon vain odottamattomista pitkistä keskeytyksistä aiheutuva haitta, koska vyöhykemäinen ajattelumalli ei sovellu lyhyiden keskeytysten keskeytyskustannusten arvioimiseen.

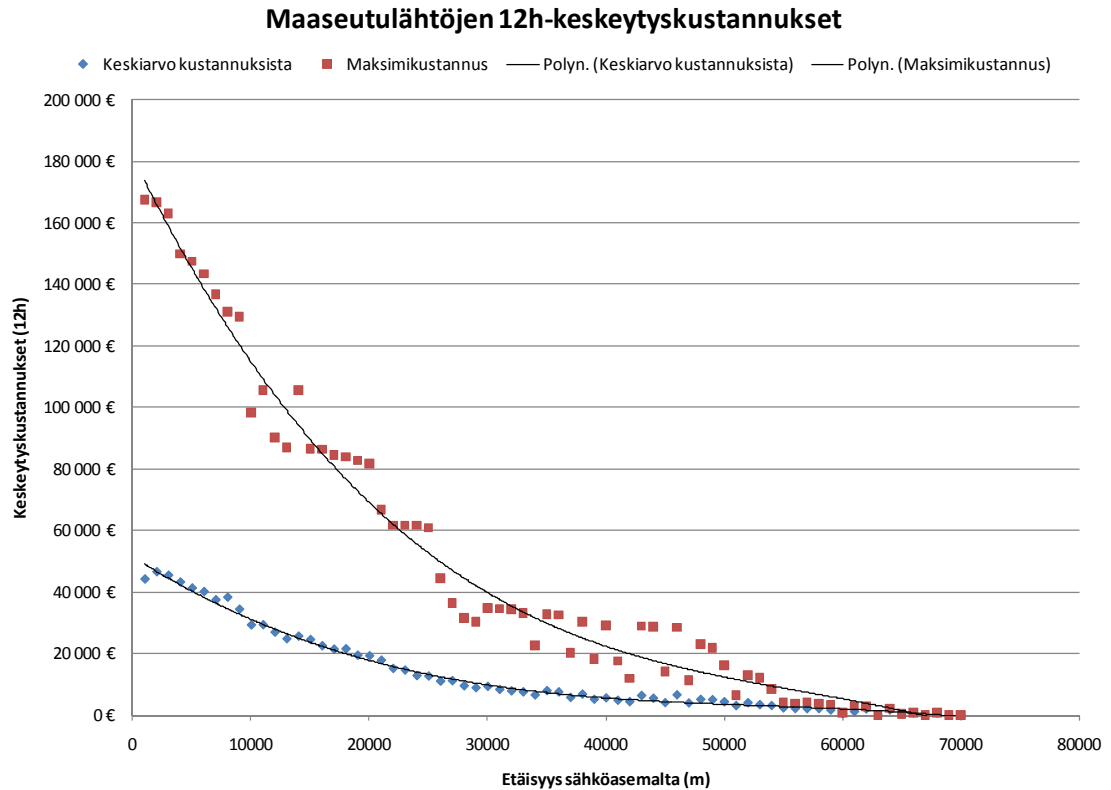
Taulukko 4.2. EMV:n käyttämät KAH-arvot.

Odottamaton keskeytys, € / kW	Odottamaton keskeytys, € / kWh
1,10	11,00

Koska taajamissa lähdöt ovat pääosin lyhyitä, vyöhykemalli ei sovellu taajamien keskeytyskustannuksien arvioimiseen. Tämän takia tarkastelut on rajattu koskemaan vain maaseutumaisia johtolähtöjä. Keskeytyskustannukset on laskettu 1 h:n ja 12 h:n keskeytyksille ja tulokset ovat näkyvissä kuvissa 4.3. ja 4.4. Kuvaajien perusteella keskeytyskustannukset ovat suurimmillaan sähköasemien läheisyydessä ja pienenevät johtolähdön loppupäätä kohden.



Kuva 4.3. Maaseutulähtöjen 1h-keskeytyskustannukset vyöhykeperiaatteen mukaisesti. Alempi käyrä kuvaa kaikkien lähtöjen keskiarvoa ja ylempi käyrä maksimiarvoa.



Kuva 4.4. Maaseutulähtöjen 12h-keskeytyskustannukset vyöhykeperiaatteen mukaisesti. Alempi käyrä kuvaa kaikkien lähtöjen keskiarvoa ja ylempi käyrä maksimiarvoa.

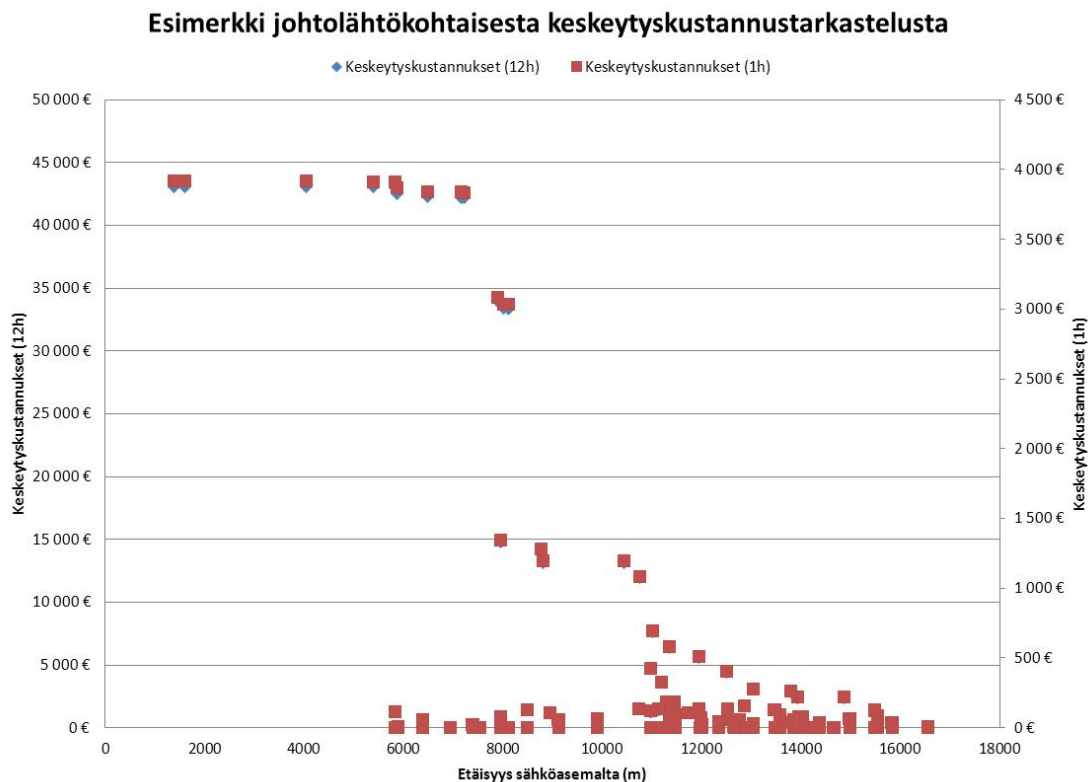
Keskeytyskustannukset on laskettu käyttäen suurinta johtoalkiolla kulkevaa tehoa. Suurimman tehon valitseminen on keskeytyskustannuslaskelmia ajatellen kuvaavampi suure kuin tehojen keskiarvo. Näiden maksimitehojen avulla on laskettu keskeytyskustannuksien keskiarvo ja maksimiarvo kuviin 4.3. ja 4.4. Alempiin käyriin on laskettu kaikkien lähtöjen keskiarvo ja ylempiin käyriin on valittu jokaiselta väliltä maksimiarvo.

Koska johtoalkiot on digitoitu eripituisina verkkotietojärjestelmään, etäisyys sähköasemalta on jaettu kilometrin mittaisiin väleihin. Tämän takia jollekin välille ei välttämättä osu yhtään alkioita. Se selittää kuvien 4.3. ja 4.4. ylemmän käyrän vaihteluita, jossa etenkin loppupäässä vaihtelu on aika suurta. Ylemmän käyrän loppupään hieman tasaisempi alue aiheutuu yhden johtolähdön loppupäässä sijaitsevasta leirintäalueesta. Tällä johtolähdöllä on alkupään kuormitus hyvin pientä, joten kulutus keskittyy tälle leirintäalueelle lähdön loppupäähän.

Kuvista 4.3. ja 4.4. on nähtävissä suuri ero keskeytyskustannusten keskiarvon ja maksimiarvon välillä. Sekä 1 h:n että 12 h:n keskeytyksissä ero on noin 3,5-kertainen. Suurin osa maaseutumaisista johtolähdöistä on pienessä kuormassa, mutta yksittäisillä johtolähdöillä on huomattavasti suurempi kuormitus kuin valtaosalla johtolähdöistä. Tällöin keskiarvo näiden pienten kuormitusten takia jää huomattavasti pienemmäksi kuin yksittäinen maksimikuormitus. Keskeytyskustannustarkastelun perusteella sähkön toimitusvarmuutta parantavat investoinnit kannattaa kohdentaa sähköasemien lähelle,

koska silloin vaikutukset koskevat suurempaa asiakasjoukkoa. Tällöin myös keskeytyskustannukset pienenevät eniten.

Keskeytyskustannuslaskelmia on hyödynnetty EKS:n verkkoalueella kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden sijoituspaikkojen määrittämisessä. Tarkastelut on tehty johtolähtökohtaisesti ja sieltä on pyritty etsimään sellaisia solmupisteitä, joissa keskeytyskustannusten pieneneminen on ollut merkittävä. Esimerkki tällaisesta solmupisteestä on kuvassa 4.5. Kuvassa 4.5. näkyy selkeästi keskeytyskustannusten pieneneminen noin 8 kilometrin päässä sähköasemalta. Keskeytyskustannuksen pienenemistä tässä solmupisteessä noin puolella. Tähän solmupisteeseen on tarkastelujen pohjalta tulossa uusi kauko-ohjattava erotin.



Kuva 4.5. Johtolähtökohtainen keskeytyskustannustarkastelu.

Johtolähtökohtaisia keskeytyskustannustarkasteluja on tehty EKS:n alueella vain maaseutumaisille johtolähdöille, koska siellä on suurin potentiaali kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden lisäämiselle.

5. KESKEYTYKSET E.ON KAINUUN SÄHKÖ- VERKKO OY:N ALUEELLA

Tässä luvussa analysoidaan EKS:n jakeluverkon sähkön toimitusvarmuuden nykytilaa eli millaisia keskeytysaikoja ja jälleenkytkentämääriä asiakkaat tällä hetkellä kokevat. Keskeytykset on jaettu lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin ja niitä on analysoitu toimitusvarmuuskriteeristössä esitetyllä tavalla.

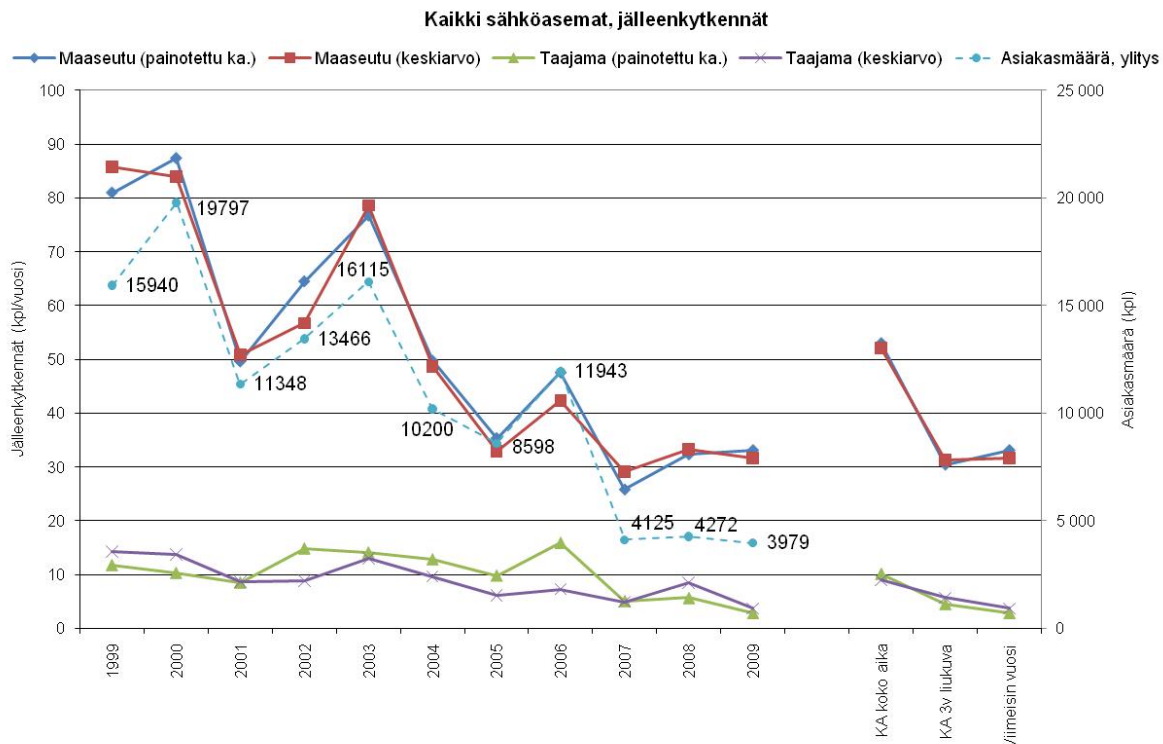
Diplomityön yhteydessä kehitettiin merkittävästi EKS:n keskeytysraportointia. Kehityksen kohteena oli erityisesti keskeytysraporttien karttapohjainen visualisointi, josta on esimerkki kohdassa 5.2.2. Visualisoinnin avulla muun muassa ongelmakohtien paikannus helpottuu. Keskeytysraportoinnin kehittämisen yhteydessä myös asiakaskohdattaiset keskeytysajat saatiin selville, joita analysoidaan enemmän kohdissa 5.2.3, 5.2.4 ja 5.2.5.

Toimitusvarmuuskriteeristö määrittelee tavoitetasot asiakkaan kokemien vikojen kokonaiskeskeytysajalle sekä lyhyiden keskeytysten määrälle. EMV:n laskemat sähkön laatuun liittyvät tunnusluvut lasketaan muuntopiiritasolla eli ei siis asiakastasolla. EMV:n tilaston [6] mukaan vuonna 2009 EKS:ssa asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika oli 6,54 h/v ja vuosienenergiaa painotettujen lyhyiden keskeytysten määrä asiakkaalla oli keskimäärin 8,46 kpl/v. Vuonna 2007 taas asiakkaan vuotuinen keskeytysaika oli keskimäärin 2,8 h/v ja vuosienenergiaa painotettujen lyhyiden keskeytysten määrä keskimäärin 7,91 kpl/v. Nämä tilastot eivät ota huomioon alueellisia eroavaisuuksia, joten yksittäisellä asiakkaalla arvot voivat vaihdella suurestikin. Tässä luvussa analysoidaan lyhyitä keskeytyksiä ja vikakeskeytyksiä yksittäisen asiakkaan näkökulmasta.

5.1. Lyhyet keskeytykset

Lyhyitä keskeytyksiä on tilastoitu jo pari vuosikymmentä ja tässä työssä niitä on analysoitu vuodesta 1999. Tilastointikäytännöt ovat muuttuneet vuosien aikana, joten kymmenen vuoden tarkastelujaksoa voidaan pitää tämän takia sopivana. Kymmenen vuoden aikajaksolla pystytään jo näkemään tehtyjen toimenpiteiden vaikutuksia jälleenkytkentämääriin.

Lyhyet keskeytykset määriteltiin kestävän alle 3 minuuttia ja niitä voi esiintyä vuodesta riippuen muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. EKS:n alueen jälleenkytkennät on esitetty 10 vuoden ajalta kuvassa 5.1. (vuodet 1999 – 2009). Kuvassa on näkyvillä jälleenkytkentöjen keskiarvo sekä asiakasmäärällä painotettu keskiarvo maaseutuasiakkaiden ja taajama-asiakkaiden osalta. Kaupunkialueella ei ole käytössä jälleenkytkentöjä, koska kyseessä on maakaapeliverkko. Kuvan tarkoitus on havainnollistaa, miten koko verkkoalueella jälleenkytkennät ovat vähentyneet. Kuvaan 5.1. on lisäksi lisätty asiakasmäärä, joilla tavoitearvo on ylittynyt kyseisen vuoden kohdalla.



Kuva 5.1. Kaikkien asemien jälleenkytkennät keskiarvona sekä asiakasmäärällä painotettuna keskiarvona.

Kuvasta 5.1. voidaan huomata, että vuodesta 2007 eteenpäin tavoitearvojen ylittäneiden asiakkaiden määrä on pysynyt lähes samana. Kuvassa olevat jälleenkytkennät ovat niin sanottuja vikapuhdistettuja jälleenkytkentöjä eli niissä ei ole huomioitu vikaa edeltäviä jälleenkytkentöjä. Toimitusvarmuusriteeristö ei määrittele, käsitelläänkö ihan absoluuttisia jälleenkytkentöjä vai vikapuhdistettuja jälleenkytkentöjä. Raportissa [2] mainitaan, että jos vika on pysyvä, ei pidempiaikaista keskeytystä edeltäneestä jälleenkytkennästä ole normaalisti lisähaittaa asiakkaalle. Tämän perusteella voisi päätellä, että voidaan käyttää vikapuhdistettuja jälleenkytkentöjä. EKS:ssa jälleenkytkentätilastot ovat vikapuhdistettuja.

Jälleenkytkentämäärien lasku selittyy verkostoon tehdyillä investoinneilla. Vuonna 1999 aloitettiin projekti, joka tähtäsi jälleenkytkentöjen vähentämiseen ja kuvan 5.1. perusteella projektin myötä jälleenkytkentämäärät ovat selvästi vähentyneet. Sammutuksen lisääminen sekä kipinävälien korvaaminen puoliventtiilisuojilla ovat selvästi

vähentäneet jälleenkytkentämääriä. Aikaisemman tutkimuksen [16] mukaan EKS:n verkkoalueella kustannustehokkain tapa vähentää lyhyitä keskeytyksiä on lisätä puoliventtiilisuoja verkkoon. Puoliventtiilisuoja tullaan edelleen lisäämään verkkoon ja niillä korvataan kipinävälisuoja. Tässä työssä ei tarkemmin käsitellä lyhyitä keskeytyksiä, koska vuonna 2007 tehdyssä diplomityössä [16] niitä on analysoitu tarkemmin ja esitetty toimenpiteet niiden vähentämiseksi.

5.2. Pitkät keskeytykset

Pitkien keskeytyksien tarkasteluissa käsitellään ainoastaan kj-verkon keskeytyksiä, koska EKS:n verkkoalueella ne aiheuttavat 95 % asiakkaiden kokemasta vikakeskeytysajasta. Aluksi analysoidaan keskeytysaikojen aiheuttajia, koska toimitusvarmuuskriteeristö asettaa raja-arvot keskeytysajoille. Aiheuttajien perusteella nähdään, minkälaisista vioista asiakkaan kokema keskeytysaika koostuu ja mihin asioihin kannattaa ensin kiinnittää huomiota. Tämän jälkeen perehdytään eri alueilla (maaseutu, taajama ja kaupunki) oleviin keskeytysaikoihin yksittäisen asiakkaan näkökulmasta.

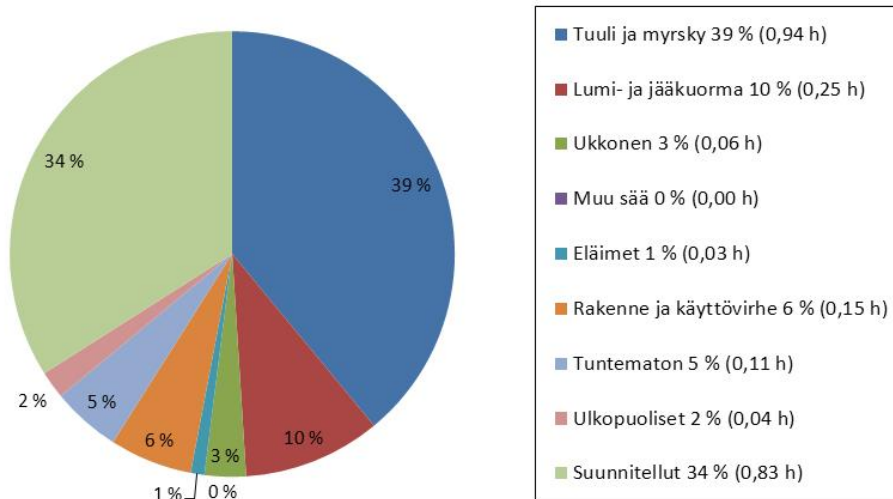
Pitkiä keskeytyksiä on analysoitu neljän vuoden datan pohjalta (vuodet 2007 – 2010). Näihin vuosiin mahtuu yksi hyvä vuosi (v. 2007), kaksi niin sanottua tavanomaista vuotta (v. 2008 – 2009) sekä yksi pahempi vuosi (v. 2010). Vuonna 2007 ei ollut yhtään suurhäiriötä ja vuonna 2010 vastaavasti suurhäiriöitä oli useampia. Vuodet 2008 ja 2009 olivat tavanomaisia vuosia eli vuoden aikana on ollut pienempiä suurhäiriöitä.

5.2.1. Keskeytysajan aiheuttajat

ET kerää vuosittain jakeluverkkoyhtiöiltä tietoa keskeytyksistä ja julkaisee niiden pohjalta raportin, jossa tunnusluvut on laskettu asiakaskohtaisesti. EMV:n laskemat sähkön laatuun liittyvät tunnusluvut lasketaan muuntopiiritasolla. Tässä työssä tarkastellaan sähkön laatua asiakkaan näkökulmasta, joten mielekästä on silloin käyttää ET:n tilastoja. [17]

Toimitusvarmuuskriteeristö on asettanut rajat pitkien vikakeskeytyksien kestolle, joten on hyvä selvittää, miten asiakkaan keskeytysaika jakautuu eri aiheuttajien kesken. Kuvassa 5.2. näkyy keskeytysajan aiheuttajat EKS:n verkkoalueella vuosina 2007 – 2009. ET julkistaa tilastot aina vuosikohtaisesti, mutta jotta saadaan parempi käsitys keskeytysajan aiheuttajista yleensä, on hyvä tarkastella hieman pidempää aikaväliä. Tässä työssä on käytetty vuosia 2007 – 2009.

Keskeytysajan aiheuttajat vuosina 2007-2009, EKS (ka. 2,42 h/as)

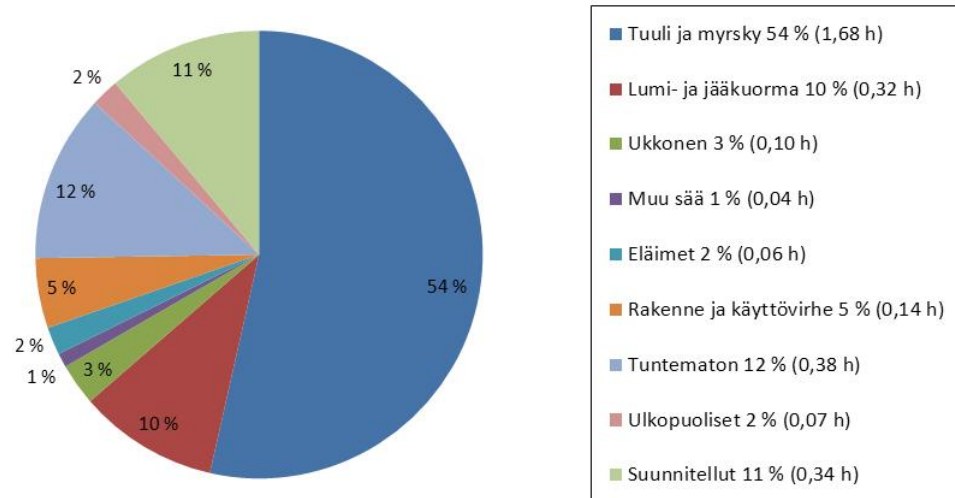


Kuva 5.2. Keskeytysajan aiheuttajat ja keskimääräinen keskeytysaika asiakkaalla v. 2007 – 2009 (EKS, jälleenkytkennät ei mukana) [17].

EKS:n verkkoalueella suurin osa vikakeskeytysajasta aiheutuu tuulesta ja myrskystä sekä lumi- ja jääkuormasta (yhteensä 49 %). Vuosi 2007 oli erityisen hyvä vuosi EKS:n verkkoalueella, koska tällöin ei ollut yhtään suurhäiriötä. Vikoja aiheuttivat tuolloin lähinnä kesäiset tuulet ja myrskyt. Vuonna 2008 taas oli paljon lumikuormaongelmia tammikuussa sekä marras-joulukuussa. Tammikuussa vikoja aiheuttivat linjojen päälle kertyvä lumi ja jää sekä marras-joulukuussa lumen painosta linjoille kaatuneet puut. Marras-joulukuussa oli lumikuormaongelmien lisäksi tuulen ja myrskyn aiheuttamia vikoja. Vuonna 2009 eniten vikoja aiheutti kesän tuulet ja myrskyt (pahin myrsky toukokuussa). Tuulen ja myrskyn osuus keskeytysajasta olisi varmasti vielä suurempi, jos kesän 2010 myrskyt olisivat mukana tilastoissa.

Koska Suomessa verkosto-olosuhteet ovat hyvinkin erilaisia, ei ole mielekäästä verrata EKS:a kaikkiin verkkoyhtiöihin vaan samankaltaisiin verkkoyhtiöihin. EKS on määritellyt kuusi verkkoyhtiötä, joilla on samankaltainen verkkoalue kuin EKS:llä. Näiden vertailuyhtiöiden keskeytysajan aiheuttajat ovat esillä kuvassa 5.3.

Keskeytysajan aiheuttajat vuosina 2007-2009, vertailuverkot (ka. 3,12 h/as)



Kuva 5.3. Keskeytysajan aiheuttajat ja keskimääräinen keskeytysaika asiakkaalla v. 2007 – 2009 (EKSV:n vertailuverkot, jälleenkytkennät ei mukana) [17].

Suurin ero EKSV:n ja vertailuverkkojen välillä on suunniteltujen keskeytysten määrä. EKSV:n verkostoalueella keskimäärin 34 % asiakkaan keskeytysajasta aiheutuu suunnitelluista keskeytyksistä. Parhaimmillaan yli 50 % yksittäisen vuoden keskeytysajasta aiheutuu suunnitelluista keskeytyksistä. Suunniteltujen keskeytysten suuri määrä johtuu pääosin ennakoivasta kunnossapidosta, jolla pyritään välttämään vikakeskeytyksiä. Suunnitelluissa keskeytyksissä ovat mukana myös verkon saneeraukset, jotka osin lisäävät suunniteltujen keskeytysten osuutta keskeytysajassa. Vertailuverkoilla suunniteltujen keskeytysten osuus on keskimäärin 11 % eli 23 prosenttiyksikköä vähemmän kuin EKSV:lla. Jos tulevaisuudessa myös suunnitellut keskeytykset tulevat kriteeristön piiriin, sillä on merkittävä vaikutus EKSV:n verkossa. Tällöin jännitetöiden määrää tulisi lisätä, jotta välttyttäisiin katkoilta. Lumi- ja jääkuormaongelmat vertailuverkoissa ovat samaa luokkaa kuin EKSV:n verkkoalueella. Tuuli ja myrsky aiheuttavat yli puolet vertailuverkkojen asiakkaiden keskeytysajasta eli 15 prosenttiyksikköä enemmän kuin EKSV:n verkkoalueella.

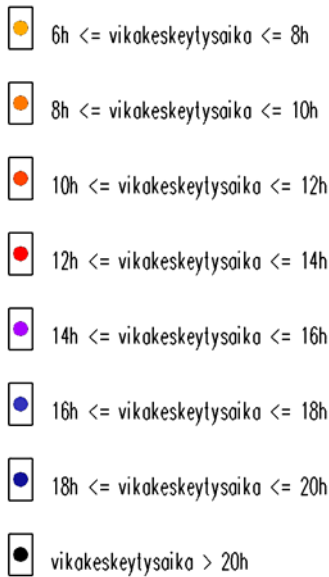
Suunniteltuihin keskeytyksiin ei paneuduta tässä työssä tarkemmin vaan tarkasteluita jatketaan vikakeskeytysten osalta. Vikakeskeytyksiä lähdetään ensin tarkastelemaan tarkemmin vuositasolla, jolloin vuosien väliset vaihtelut tulevat ilmi.

5.2.2. Vuosien 2007 – 2010 vikojen tarkastelu

Vikavuodet voivat olla keskenään hyvinkin erilaisia, jolloin vuositasolla tehtävä tarkastelu antaa tästä vuosittaisesta vaihtelusta paremman kuvan. Tarkastelujaksona on käytetty neljää vuotta (v. 2007 – 2010), joita analysoidaan seuraavaksi. Tarkastelut keskittään maaseutualueille, koska EKSV:n verkkoalue koostuu suurelta osin maaseudusta.

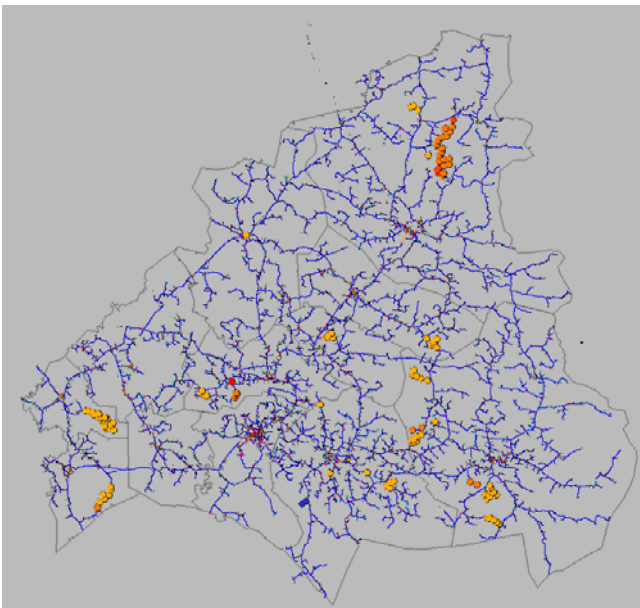
Verkkotietojärjestelmästä on visuaalisesti paikannettu ne muuntopiirit, joilla tavoite-taso 6 h on ylittynyt eri vuosina. Kuvassa 5.4. on esillä se, miten värit kuvaavat muun-

topiirikohtaisia kumulatiivisia vikakeskeytyksien vuosisummia. Vain tavoitetason 6 h ylittäneet muuntopiirit ovat mielenkiinnon kohteena, joten värein kuvataan tämän tason ylittäneet muuntopiirit.



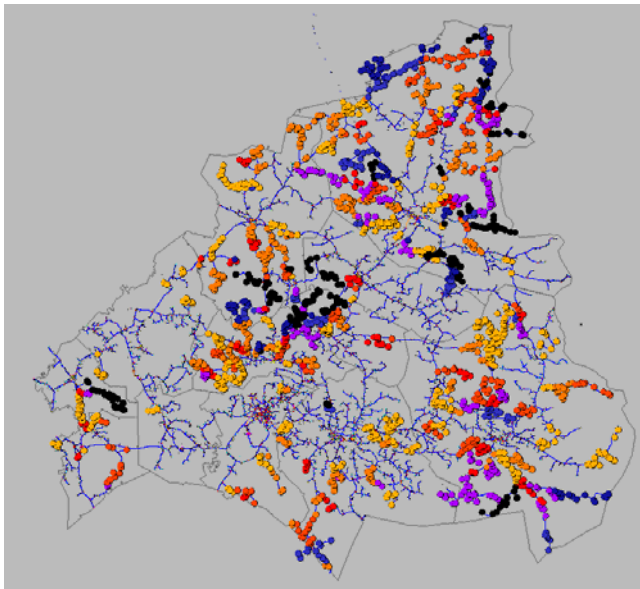
Kuva 5.4. Värikoodit kumulatiivisten vikakeskeytysaikojen vuosisummille.

Vuoden 2007 osalta 6 h:n tason ylittäneet muuntopiirit ovat esillä kuvassa 5.5. Ongelmia kokeneet muuntopiirit ovat sijoittuneet pääosin johtolähtöjen haaroille. Yksi kohde verkkoalueen pohjoispuolella korostuu, koska siellä sijaitsee paljon ylityksen kokeneita muuntopiirejä pienellä alueella. Vuonna 2007 ei ollut yhtään suurhäiriötä, jolloin 6 h:n tason ylitykset ovat olleet pieniä. Ainoastaan huhtikuussa yhtenä päivänä puhaltanut kova tuuli aiheutti tavallista enemmän vikoja. Suurimmalla osalla muuntopiireistä vikakeskeytysaika on ollut 6 – 10 h. Vuosi 2007 olikin vikojen suhteen todella hyvä vuosi.

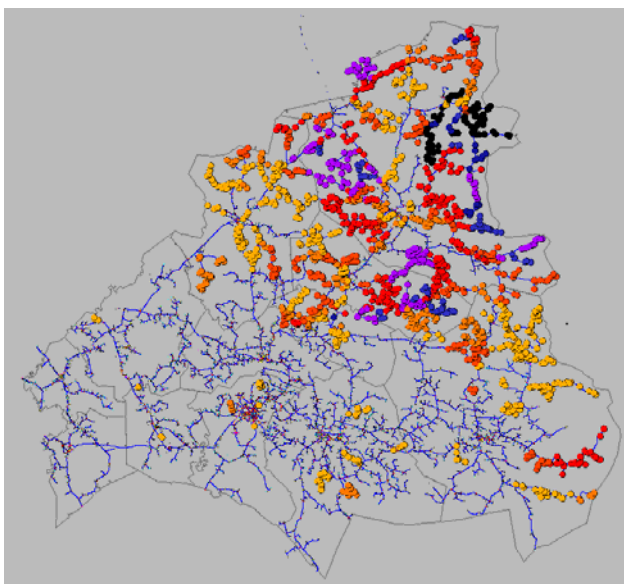


Kuva 5.5. Muuntopiirit, joilla kumulatiivinen vikakeskeytysaika vuonna 2007 ylitti 6 h:n tason.

Vuosina 2008 ja 2009 6 h:n tason ylittäneet muuntopiirit ovat esillä kuvissa 5.6. ja 5.7. Näitä vuosia on hyvä verrata keskenään, koska näitä vuosia on kuvattu niin sanottuina tavanomaisina vuosina EKS:n verkkoalueella. Kuvista näkee selkeästi sen, miten keskeytykset painottuvat eri vuosina eri puolille verkkoa. Vuonna 2008 yksittäisiä alueita korostuu eri puolelta verkkoa ja vuonna 2009 korostuu erityisesti pohjoinen verkkoalue sekä muutama kohde itäisellä verkkoalueella. Lumikuormaongelmien takia vuonna 2008 keskeytysajat ovat olleen pitkiä. Tammikuussa oli Toinin ja Nuutin päivinä kuuraongelmia sekä loka-marraskuun vaihteessa ja joulukuussa lumikuormaongelmia. Vastaavasti vuonna 2009 alkukesän myrsky (Alma-myrsky toukokuussa) sekä lokakuussa puhaltanut kova tuuli nostivat pohjois- ja itäpuolisen verkkoalueen muuntopiirien keskeytysaikaa. Vaikka vuodet 2008 ja 2009 kuvaavat tyypillisiä vuosia EKS:n verkkoalueella, on hyvä pitää mielessä, että keskeytysajat jakautuvat hyvin erilailla eri vuosina.

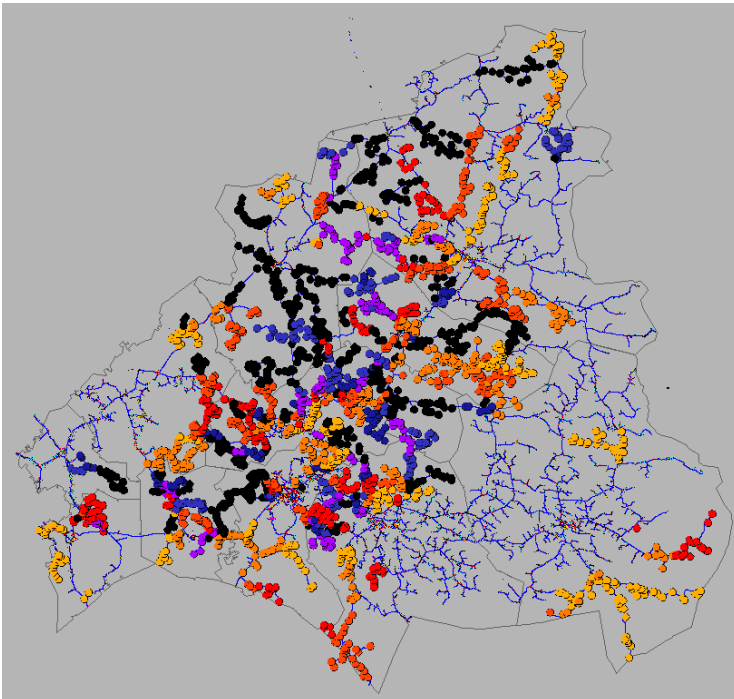


Kuva 5.6. Muuntopiirit, joilla kumulatiivinen vikakeskeytysaika vuonna 2008 ylitti 6 h:n tason.



Kuva 5.7. Muuntopiirit, joilla kumulatiivinen vikakeskeytysaika vuonna 2009 ylitti 6 h:n tason.

Vuoden 2010 osalta 6 h:n tason ylittäneet muuntopiirit ovat esillä kuvassa 5.8. Kesän ukkosmyrskyt pyyhkäisivät EKS:n verkkoalueen yli aiheuttaen pitkiä keskeytysaikoja ja kuvasta 5.8. näkyy hyvin ukkosmyrskyjen kulkema reitti. Heinäkuun alussa alkaneet ukkosmyrskyt tekivät tuhojaan verkossa, kunnes elokuun alussa pahimmat myrskyt (Veera- ja Lahja-myrsky) iskivät nostaen asiakkaiden vikakeskeytysaikaa. Itäpuoli verkkoalueesta säästyi ukkosmyrskyjen aiheuttamalta tuholta, mutta sielläkin verkon hännillä olevilla kohteilla on 6 h:n taso ylittynyt. Verkon hännillä on siis ongelmia, vaikka muuten alueella ei olisikaan keskeytysaika ylittänyt 6 h:n tasoa. Vuosi 2010 oli tyypillinen myrskyvuosi, joita saattaa tulevaisuudessa tulla lisää.



Kuva 5.8. Muuntopiirit, joilla kumulatiivinen vikakeskeytysaika vuonna 2010 ylitti 6 h:n tason.

5.2.3. Kaupunkialueiden asiakaskohtainen analyysi

Kaupunkialueiksi on määritetty EKS:n alueella Kajaanin ja Kuhmon ydinkeskusta. Kuvassa 5.9. on esillä kaupunkiasiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010. Jokaisen vuoden kohdalla asiakkaat on lajiteltu laskevaan järjestykseen sen mukaan, miten pitkä keskeytysaika on sen vuoden aikana ollut. Asiakkaan sijainti x-akselilla ei näin ollen ole kiinteä. Keskeytysajan mukaan laskeva käyrä kertoo, kuinka monella asiakkaalla kyseisen vuoden kohdalla on tavoitearvo ylittynyt. Jos asiakkaan paikka x-akselilla olisi kiinteä, olisi vuotuisissa keskeytysajoissa suurta vaihtelua. Kaupunkialueilla sijaitsee yhteensä 6 428 asiakasta.



Kuva 5.9. Kaupunkiasiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010.

Kuvasta 5.9. voidaan huomata, että yksittäisten vikojen vaikutukset näkyvät selkeästi, koska kuvaaja on hyvin porrasmainen. Yksittäinen vika koskettaa isompaa joukkoa asiakkaita, koska yhdessä muuntopiirissä on paljon asiakkaita. Koska kyseessä on maakaapeliverkko, sää ei vaikuta keskeytyksiin käytännössä ollenkaan. Tämän voi helposti huomata vuoden 2010 osalta, joka oli hyvä vuosi (kuvan 5.9. alin käyrä), vaikka myrskyt tekivätkin tuhojaan muualla verkossa.

Taulukossa 5.1. on vuositasolla esillä prosentuaaliset osuudet niistä asiakkaista, joiden kohdalla tavoitearvo on ylittynyt. Ylityksen kokoneiden asiakkaiden määrä on hyvin pieni. Vuoden 2008 suurempi tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä johtuu yksittäisestä viasta Kuhmon keskustassa, joka koski montaa sataa asiakasta. Kaupunkiasiakkaiden määrän ollessa pieni tällainen yksittäinenkin vika korostuu.

Taulukko 5.1. Kaupunkiasiakkaiden määrä, joilla 1 h:n tavoitearvo on ylittynyt.

	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
v. 2007	0,03 %
v. 2008	7,44 %
v. 2009	0,51 %
v. 2010	0,12 %

Taulukkoon 5.2. on määritetty, kuinka monta kertaa asiakkaalla on tavoitearvo ylittynyt neljän vuoden aikana. Mielenkiinnon kohteena ovat ne asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt enemmän kuin kerran, koska toimitusvarmuuskriteeristö sallii yhden ylityksen kolmen vuoden tarkastelujakson aikana. Tässä työssä tarkastelujakso on neljä vuotta, jolloin osa kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneistä asiakkaista saattaa mennä tämän kolmen vuoden tarkastelujakson ulkopuolelle.

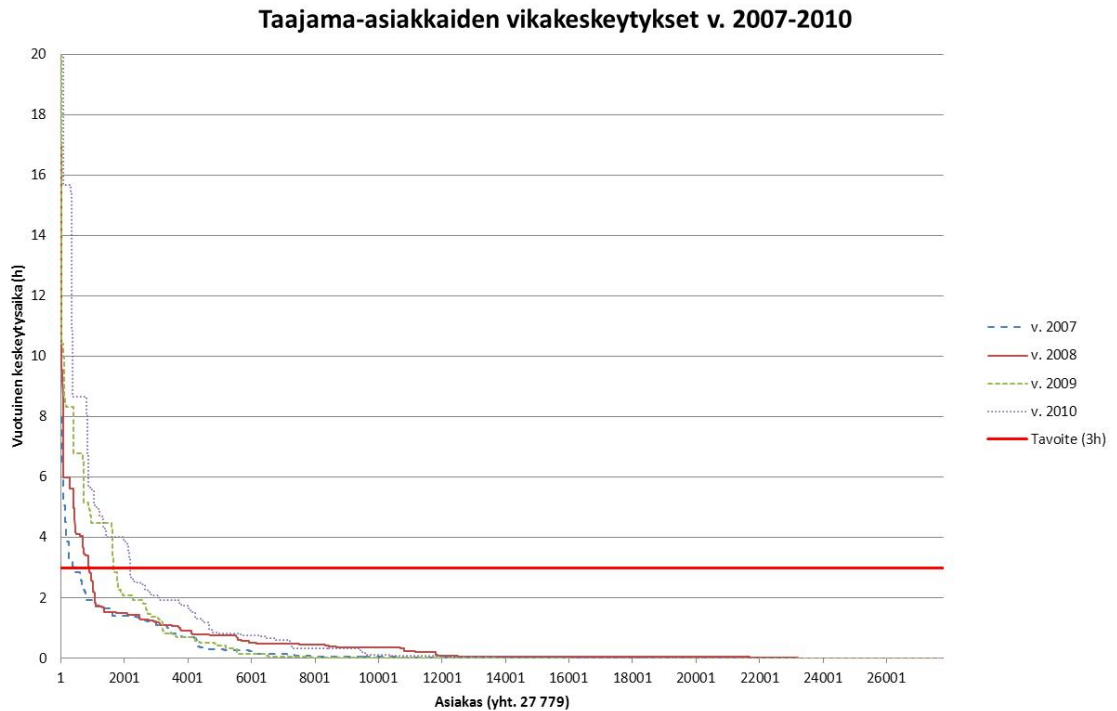
Taulukko 5.2. Tavoitearvon 1 h ylittymiskerrat kaupunkiasiakkailla.

Tavoitearvo ylittynyt	Asiakasmäärä	%-osuus
- 4 kertaa	0	0,00 %
- 3 kertaa	0	0,00 %
- 2 kertaa	2	0,03 %
- 1 kerran	517	8,04 %
- 0 kertaa	5 909	91,93 %
<i>yht.</i>	<i>6 428</i>	<i>100 %</i>

Taulukon 5.2. mukaan vain kahdella asiakkaalla on tavoitearvo ylittynyt enemmän kuin sallitun yhden kerran. Kaupunkialue ei selvästi ole mikään ongelma EKSV:n verkkoalueella, joten tämän alueen osalta ei tarkasteluja jatketa pidemmälle.

5.2.4. Taajama-alueiden asiakaskohtainen analyysi

Taajama-alueita on EKS:n alueelle määritetty 19 kappaletta, jotka ovat tarkemmin esillä kuvassa 3.5. Kuvassa 5.10. on esillä taajama-asiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010. Taajama-alueilla sijaitsee yhteensä 27 779 asiakasta.



Kuva 5.10. Taajama-asiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010.

Taajama-asiakkaiden kohdalla sää vaikuttaa jo enemmän, koska pienempi osa verkosta on maakaapelia. Kuvasta 5.10. näkyy, miten vuoden 2010 myrskyt nostivat jonkin verran keskeytysaikaa, mutta eivät kuitenkaan huomattavan paljon verrattuna niin sanottuihin tavanomaisiin vuosiin (v. 2008 – 2009). Kuvan 5.10. kuvaajaa on skaalattu y-akselin osalta, jotta kuvaaja olisi selkeämpi. Näin ollen kaikista pisimmät keskeytysajat eivät ole näkyvillä.

Taulukossa 5.3. on vuositason esillä prosentuaaliset osuudet niistä asiakkaista, joiden kohdalla tavoitearvo on ylittynyt. Prosenttiosuudet ovat pieniä eli suuresta asiakasmäärästä ei ole kyse.

Taulukko 5.3. Taajama-asiakkaiden määrä, joilla 3 h:n tavoitearvo on ylittynyt.

	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
v. 2007	1,48 %
v. 2008	3,19 %
v. 2009	5,93 %
v. 2010	7,85 %

Taulukkoon 5.4. on määritetty, kuinka monta kertaa asiakkaalla on tavoitearvo ylittynyt neljän vuoden aikana. Yli 96 %:lla asiakkaista sähkön toimitusvarmuus on toimitusvarmuuskriteerien mukainen vikakeskeytysten kokonaiskeston osalta.

Taulukko 5.4. Tavoitearvon 3 h ylittymiskerrat taajama-asiakkailla.

Tavoitearvo ylittynyt	Asiakasmäärä	%-osuus
- 4 kertaa	0	0,00 %
- 3 kertaa	56	0,20 %
- 2 kertaa	1 013	3,65 %
- 1 kerran	2 931	10,55 %
- 0 kertaa	23 779	85,60 %
yht.	27 779	100 %

Taajama-asiakkaiden osalta vajaalla 1100 asiakkaalla ovat tavoitearvot ylittyneet enemmän kuin kerran. Kaikista taajama-asiakkaista määrä on noin 3,8 % eli suhteellisen pieni määrä. Taulukoihin 5.5. ja 5.6. on koottu alueet, joissa asiakkaan tavoitearvo on ylittynyt. Alueet on lajiteltu postitoimipaikan mukaan, joka ei tarkasti kerro asiakkaiden maantieteellistä sijaintia. Maantieteellisesti tarkempi sijainti saadaan verkkotietojärjestelmästä, jonka avulla alueet on tarkemmin määritetty. Ensimmäisessä taulukossa ovat asiakkaat, joilla ylitys on tapahtunut kolme kertaa ja jälkimmäisessä ne asiakkaat, joilla ylitys on tapahtunut kaksi kertaa. Keskimääräinen ylitys näillä asiakkailla on noin 5,4 h eli melkein kaksinkertainen tavoitetasoon 3 h nähden. Vaikka ylityksen kokoneita asiakkaita on suhteellisen vähän, niin näillä asiakkailla ylitykset ovat suuria. Tämä täytyy ottaa huomioon, kun toimenpiteiden vaikutuksia keskeytysaikoihin arvioidaan.

Taulukko 5.5. Alueet, joilla tavoitearvo on ylittynyt 3 kertaa (asiakasmäärän mukaan). Ylityksen kokeista asiakkaista noin 96,4 % asuu taulukon alueilla.

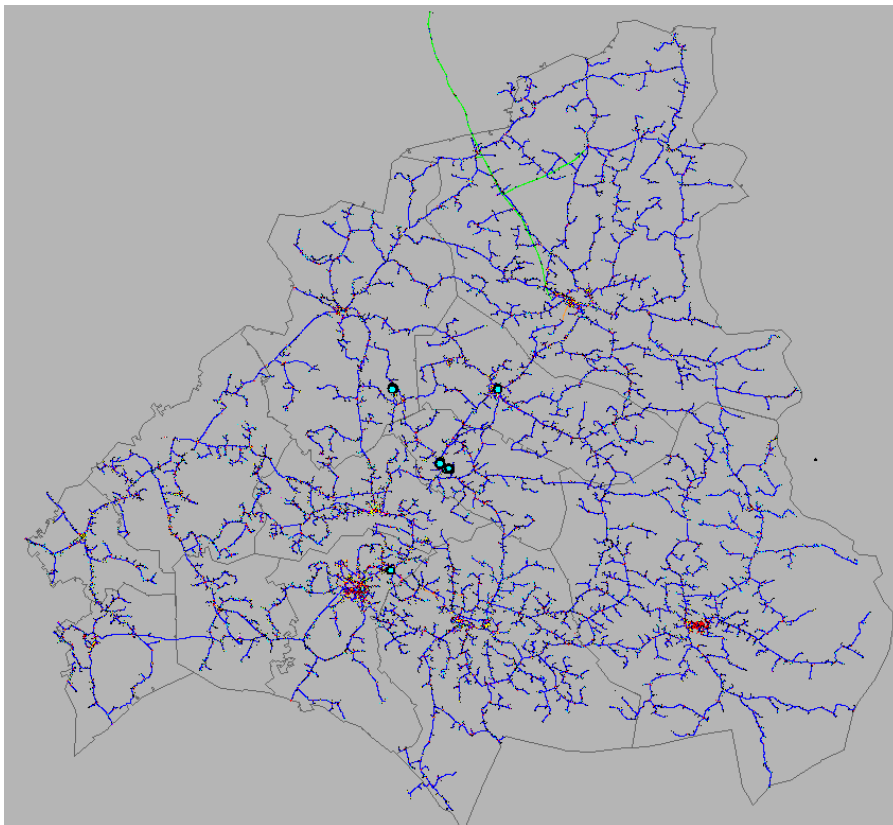
Alue	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
RISTIJÄRVI	44,64 %
PALJAKKA	44,65 %
HYRYNSALMI	7,14 %
yht.	96,43 %

Taulukko 5.6. Alueet, joilla tavoitearvo on ylittynyt 2 kertaa (asiaksmäärän mukaan). Ylityksen kokeista asiakkaista noin 90,8 % sijaitsee taulukon alueilla.

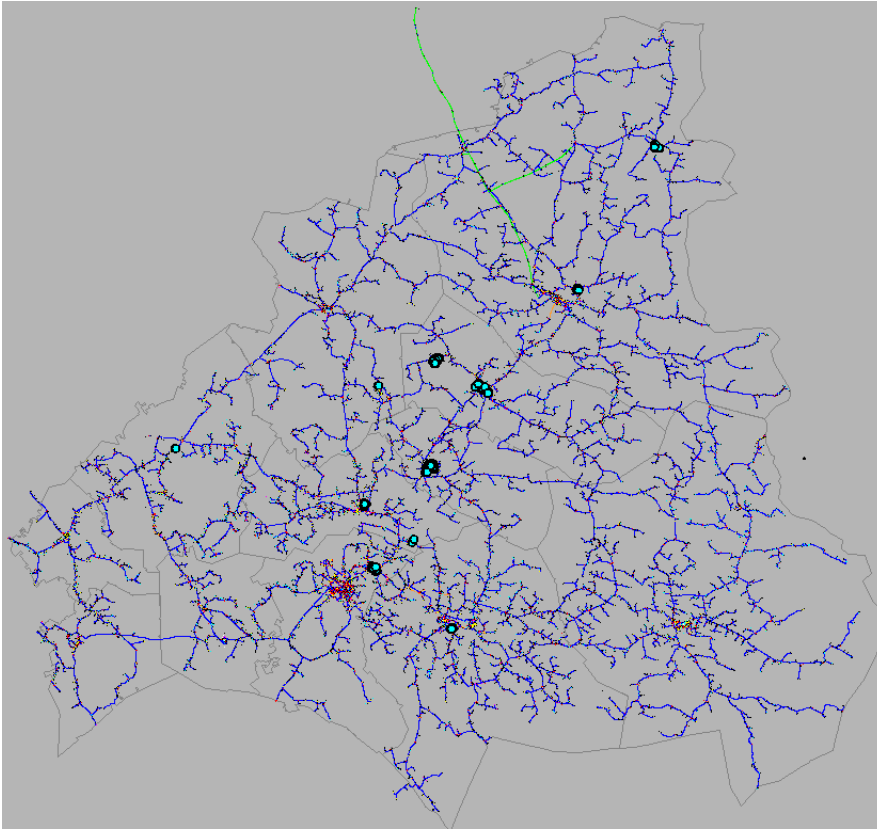
Alue	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
RISTIJÄRVI	42,84 %
UKKOHALLA JA HYRYNSALMI	29,42 %
SUOMUSSALMI kk	9,67 %
KULUNTALAHTI	8,88 %
yht.	90,81 %

Kolme kertaa tavoitearvon ylittäneistä asiakkaista noin 45 % asuu Ristijärvellä ja kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneistäkin asiakkaista noin 43 %. Ristijärvellä asuu kaiken kaikkiaan noin 43 % kaikista vajaasta 1100 asiakkaasta, joilla on tapahtunut tavoitearvojen ylitys enemmän kuin kerran. Paljakan alue korostuu Ristijärven lisäksi taulukossa 5.5. sekä Ukkohalla ja Hyrynsalmi taulukossa 5.6. Verkkotietojärjestelmästä nähdään asiakkaiden maantieteellinen sijainti tarkemmin, jonka perusteella Ukkohallan ja Hyrynsalmen alueen asiakkaista noin 4/5 osuu Ukkohallan alueelle noin ja 1/5 Hyrynsalmen alueelle. Muille alueille asiakkaat sijoittuvat tasaisemmin.

Tavoitearvon kolme ja kaksi kertaa ylittäneet asiakkaat on paikannettu verkkotietojärjestelmästä ja nämä asiakkaat ovat esillä kuvissa 5.11. ja 5.12. Ristijärven alue on kuvissa keskellä, johon suurin osa tavoitearvon ylittäneistä asiakkaista sijoittuu.



Kuva 5.11. Taajama-alueen asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kolme kertaa tarkastelujakson aikana.

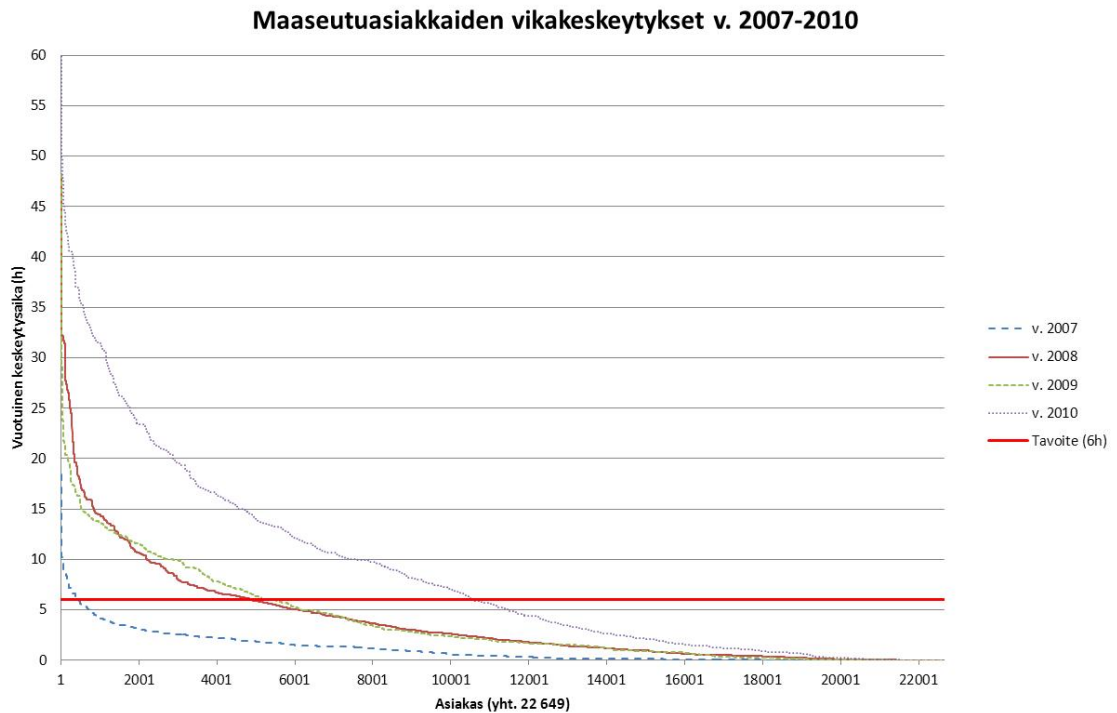


Kuva 5.12. Taajama-alueen asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa tarkastelujakson aikana.

Tavoitearvon ylittäneiden määrä on tosiaan pieni ja asiakkaat jakautuvat moneen eri taajama-alueeseen. Esimerkiksi Kontiomäen taajaman asiakkaiden ylitykset johtuvat pj-puolen vioista ja Kuluntalahden sekä Ristijärven taajamien asiakkaiden ylitykset puolestaan kj-puolen vioista. Suurin osa ylityksistä aiheutuu kuitenkin kj-puolen vioista. Ongelmallisimpien taajama-alueiden eli Ristijärven, Paljakan, Ukkohallan ja Hyrynsalmen alueita analysoidaan tarkemmin kohdassa 7.2.

5.2.5. Maaseutualueiden asiakaskohtainen analyysi

Maaseutualue kattaa suurimman osan EKS:n verkkoalueesta ja asiakkaita on vähemmän kuin taajama- ja kaupunkiasiakkaita yhteensä. Maaseutuasiakkaat ovat levittäytyneet laajalle, joten verkkoalue on haastava. Kuvassa 5.13. on esillä maaseutuasiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010. Maaseutualueilla sijaitsee yhteensä 22 649 asiakasta.



Kuva 5.13. Maaseutuasiakkaiden kokemat vikakeskeytykset vuosina 2007 – 2010.

Kuvaajan y-akselia on skaalattu selkeyden vuoksi eli kaikista pisimmät keskeytysajat eivät ole kuvassa 5.13. mukana. Kuvasta 5.13. voidaan huomata, miten paljon sää vaikuttaa keskeytysaikoihin. Maaseutualueella verkko on suurimmaksi osaksi avojohtoverkkoa, joka on herkkä sääilmiöille. Kuuden tunnin tavoitearvon voidaan sanoa olevan vaativa, koska maaseutualue on laaja ja asiakkaat ovat levittäytyneet laajalle alueelle. Taulukossa 5.7. on vuositasolla esillä prosentuaaliset osuudet niistä asiakkaista, joiden kohdalla tavoitearvo on ylittynyt.

Taulukko 5.7. Maaseutuasiakkaiden määrä, joilla 6 h:n tavoitearvo on ylittynyt.

	Tavoitervon ylittäneiden asiakkaiden määrä
v. 2007	1,92 %
v. 2008	21,47 %
v. 2009	22,77 %
v. 2010	46,68 %

Taulukon 5.7. perusteella voidaan sanoa, että jopa tavanomaisena vuonna reilulla viidenneksellä maaseutuasiakkaista tavoitearvo ylittyy. Jos suurhäiriöt lisääntyvät tulevaisuudessa, niin jopa puolella asiakkaista voi tavoitearvo ylittyä kyseisen vuoden osalta. Tämä tuo verkkojen suunnitteluun uuden näkökulman, koska kustannusten lisäksi pitää huomioida erilaisten vaihtoehtojen vaikutus asiakkaan sähkön toimitusvarmuuteen. Taulukkoon 5.8. on koottu asiakkaat sen mukaan, kuinka monta kertaa neljän vuoden aikana tavoitearvot ovat ylittyneet.

Taulukko 5.8. Tavoitearvon 6 h ylittymiskerrat maaseutuasiakkailla.

Tavoitearvo ylittynyt	Asiakasmäärä	%-osuus
- 4 kertaa	2	0,01 %
- 3 kertaa	1 208	5,33 %
- 2 kertaa	4 572	20,19 %
- 1 kerran	8 252	36,43 %
- 0 kertaa	8 615	38,04 %
yht.	22 649	100 %

Kahdella maaseudun asiakkaalla tavoitearvot ylittyvät jokaisena vuotena, joita tarkastellaan tarkemmin kohdassa 5.2.6. Maaseutuasiakkaista noin 26 %:lla ylittyy tavoitearvo enemmän kuin kerran. Osa kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrästä menee toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemän rajan sisälle. Tällöin 26 % kuvaa pahinta mahdollista tilannetta, jolloin kaikilla kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneillä asiakkailla ylitys olisi tapahtunut kolmen vuoden tarkastelujakson aikana. Keskimäärin ylitys asiakkaalla on 4,2 h eli hieman alle tavoitearvon 6 h. Kolme kertaa tavoitearvon ylittäneillä asiakkailla keskimääräinen ylitys on 6,1 h ja kaksi kertaa ylittäneillä 3,8 h.

Taulukoihin 5.9. ja 5.10. on koottu ylittymiskertojen jakautuminen alueittain. Ensimmäisessä taulukossa ovat alueet, joihin kolme kertaa tavoitearvon ylittäneet asiakkaat sijoittuvat ja jälkimmäisessä ovat alueet, joihin kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneet asiakkaat sijoittuvat. Taulukoissa ei ole esillä kaikkia alueita, vaan vain ne pahimmat.

Taulukko 5.9. Alueet, joilla tavoitearvo on ylittynyt 3 kertaa (asiakasmäärän mukaan). Ylityksen kokeineista asiakkaista noin 78 % asuu taulukon alueilla.

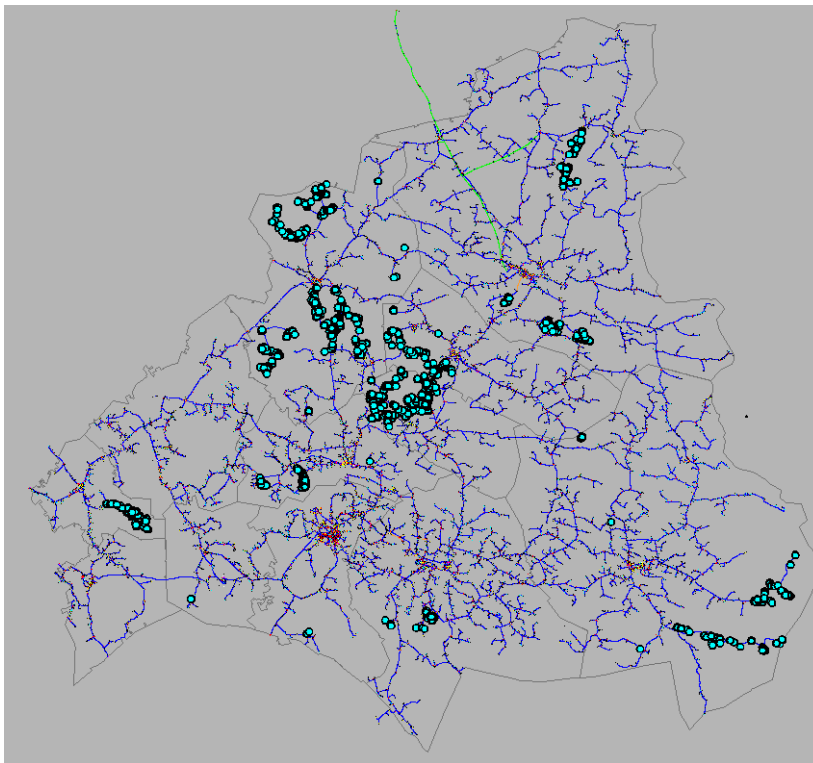
Alue	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
PUOLANKA	31,29 %
RISTIJÄRVI	17,80 %
HYRYNSALMI	10,35 %
KUHMO	6,37 %
KESTILÄ	6,13 %
PALTAMO	6,04 %
yht.	77,98 %

Taulukko 5.10. Alueet, joilla tavoitearvo on ylittynyt 2 kertaa (asiaksmäärän mukaan). Ylityksen kokeista asiakkaista noin 56 % sijaitsee taulukon alueilla.

Alue	Tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden määrä
PALTAMO	11,85 %
HYRYNSALMI	10,21 %
SUOMUSSALMI	9,11 %
PUOLANKA	5,77 %
KUHMO	4,76 %
MOISIOVAARA	3,16 %
TÖRMÄNMÄKI	3,16 %
RISTIJÄRVI	2,88 %
RUHTINANSALMI	2,74 %
KORHOLANMÄKI	2,53 %
yht.	56,17 %

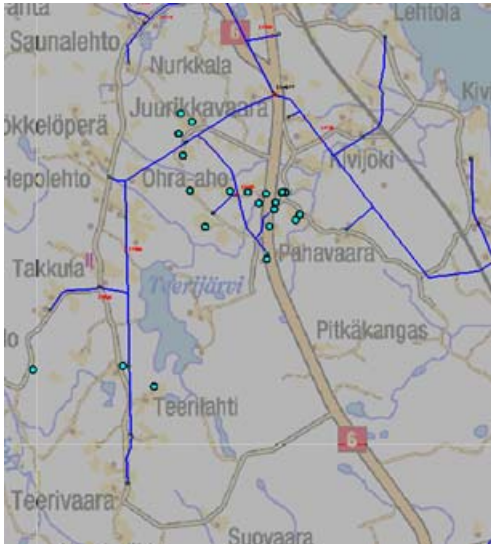
Taulukoiden 5.9. ja 5.10. perusteella voidaan sanoa, että asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa, sijoittuvat laajemmalle alueelle. Asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kolme kertaa, sijoittuvat sen sijaan kapeammalle alueelle ja painottuvat Puolangan, Hyrynsalmen ja Ristijärven alueille.

Verkkoalueelta on tarkemmin paikannettu ne maaseutuasiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kolme kertaa tarkastelujakson aikana. Nämä asiakkaat ovat esillä kuvassa 5.14. Kohdassa 7.3 tehdään tarkempia analyysejä ongelma-alueiden osalta.



Kuva 5.14. Verkkoalueen maaseutuasiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kolme kertaa tarkastelujakson aikana.

Asiakkaiden tarkemman sijainnin avulla päästään tarkastelemaan alueiden verkkoa paremmin. Kuva 5.14. kertoo, että ongelmat ovat etenkin kj-puolella, koska asiakkaat ovat sijoittuneet isompiin ryppäisiin. Verkkoalueella on vain muutamia kohteita, joissa ylitykset ovat aiheutuneet pj-vioista (yksittäiset pisteet kuvassa 5.14.). Esimerkki pj-puolen vikojen aiheuttamasta ylityksestä on esillä kuvassa 5.15.



Kuva 5.15. Esimerkkikohde maaseudulta, jossa asiakkaiden ylitykset ovat aiheutuneet pienjännitepuolen vioista.

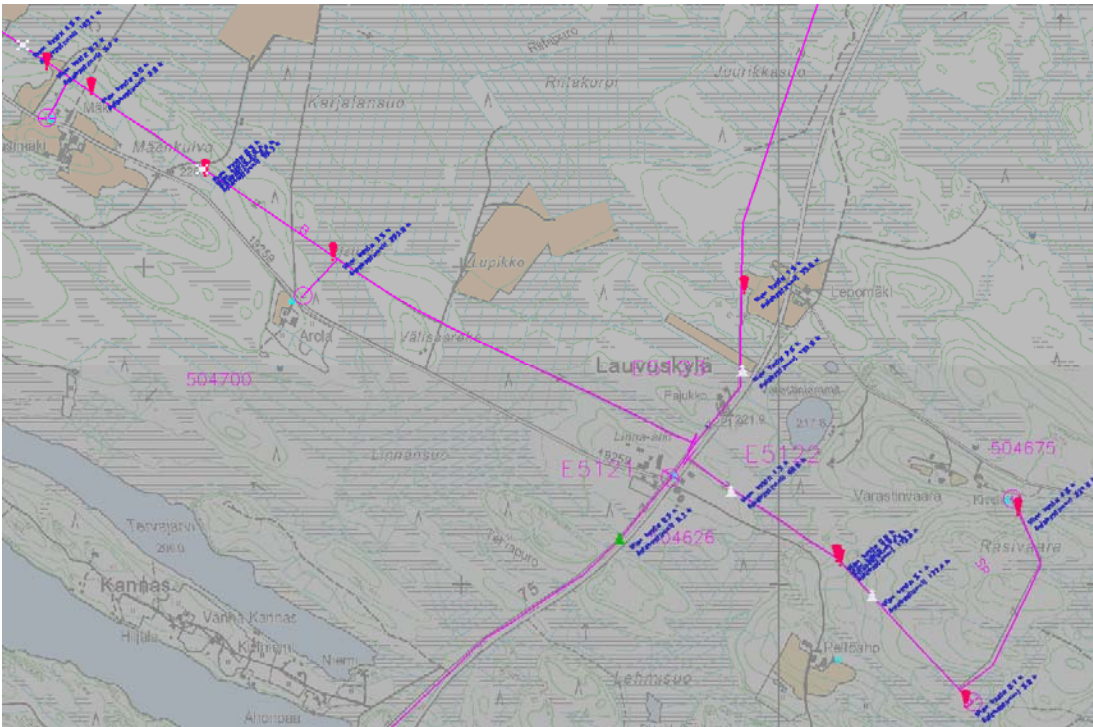
Kuvassa 5.15. korostetut asiakkaat sijaitsevat johtolähdön haaralla, mutta vain muutamassa muuntopiirissä. Muilla haaran asiakkailla ei ole tapahtunut kolmea tavoitearvon ylitystä neljän vuoden aikana. Tällöin ongelmat ovat pj-puolella ja tässä tapauksessa ongelmat johtuvat pj-puolella olevasta avojohdosta. Tällaisia kohteita löytyy muutamia EKS:n verkkoalueelta.

5.2.6. Eniten ongelmia kokeneet asiakkaat

Kahdella maaseutuasiakkaalla tavoitearvo 6 h on ylittynyt jokaisena tarkastelujakson vuonna eli neljänä vuotena peräkkäin. Nämä asiakkaat sijaitsevat pitkän johtolähdön yhden haaran päässä. Kuitenkaan asiakkaat eivät sijaitse verkon häntäpäässä ja vain reilun 20 km:n päässä sähköasemalta. Kahtena vuonna ylitykset ovat johtuneet pj-verkon vioista ja kahtena vuonna kj-verkon vioista. Näiden asiakkaiden keskimääräinen vuosittainen keskeytysaika on ollut 8,7 h, josta noin 2,0 h on aiheutunut pj-verkon vioista eli noin 23 %. Maaseutuasiakkailla yleisesti keskimääräinen ylitys on 4,2 h, josta noin 95 % on aiheutunut kj-puolen keskeytyksistä. Näillä kahdella maaseutuasiakkaalla ylitys on ollut pienempi, mutta pj-puolen osuus taas on ollut vastaavasti suurempi. Pj-verkkoa kannattaa tarkastella lähemminkin, koska pj-puolen keskeytysajan osuus on melkein neljännes vuotuisesta keskeytysajasta.

Pj-verkon tarkempi tarkasteleminen osoitti, että pj-puolella on vielä osin vanhaa avojohdoverkkoa, jota ei ole saneerattu. Tämä on todennäköisin syy pj-verkon vikoihin ja siihen, että pj-puolen vikojen osuus koko keskeytysajassa on melko suuri. Pj-verkon

Toinen esimerkki vikakertymästä on esillä kuvassa 5.17. Vikakertymä sijaitsee Kuhmon Lauvuskylässä. Verkko on Bantam-johtoa, joka on EKS:n verkkoalueella aiheuttanut paljon rakennevikoja säierikkojen muodossa. Todennäköisesti lumikuormien ja kaatuneiden puiden aiheuttama rasitus on heikentänyt verkon mekaanista kesto-aikojen saatossa. Tämän takia kuvan 5.17. vikakertymän viat ovat pääosin rakennevirtoista aiheutuneita. Verkko on rakennettu 1960-luvun lopussa, joten se on tulossa saneerausikään lähivuosina.



Kuva 5.17. Esimerkki vikakertymästä Kuhmon Lauvuskylässä. Viat ovat pääosin Bantam-avojohdosta aiheutuvia rakennevikoja.

Kenties paras esimerkki vikakertymästä on esillä kuvassa 5.18. Kohde sijaitsee Kuhmon Haukilahdessa. Lyhyellä haaralla on tapahtunut paljon vikoja, jotka ovat vaikuttaneet kaikkien johtolähdön asiakkaiden keskeytysaikaan. Kuvan 5.18. haara on saneerattu vuonna 2008, jonka jälkeen haaralla on sattunut vain yksi ukkosen aiheuttama vika. Saneerauksen takia kuvassa 5.18. olevien vikojen paikat eivät täsmää uuden johtoreitin kanssa.



Kuva 5.18. Esimerkki vikakertymästä Kuhmon Haukilahdessa. Viat ovat aiheutuneet lumesta, tuulesta ja myrskystä sekä rakennevioista. Haaran johto on saneerattu vuonna 2008 uudelle paikalle.

Edellä olevat esimerkit vikakertymistä verkossa osoittavat sen, että viat voivat tietyissä kohteissa kasautua pienelle alueelle. Näille alueille investointien kohdistaminen tuo suurimman hyödyn ennen laajempia verkkojen saneerauksia.

5.3. Suurhäiriöt

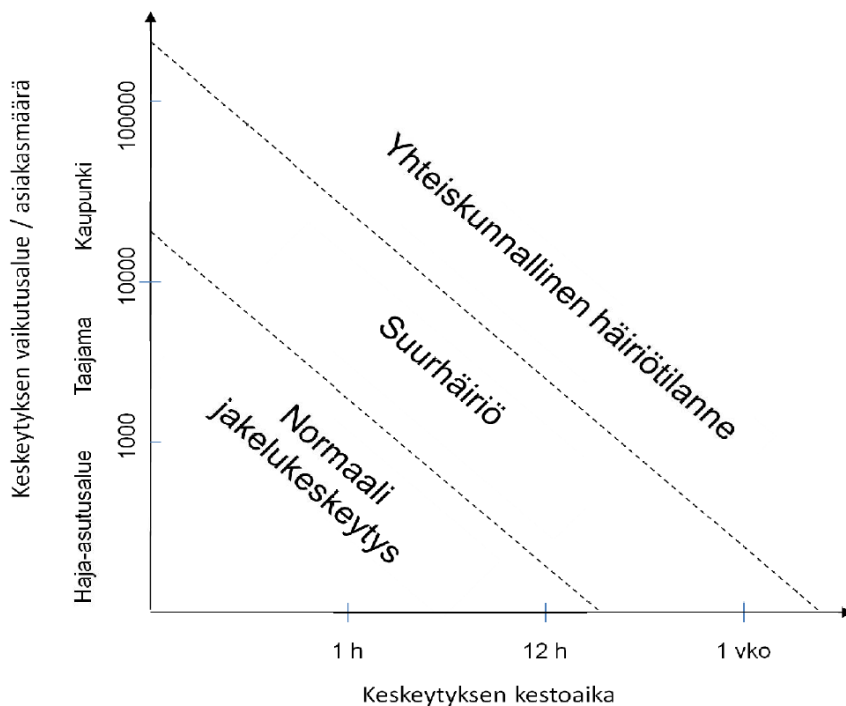
EMV:n vuonna 2004 tilaamassa raportissa ”Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta” [18] suurhäiriö määritellään tilanteeksi, jossa yli 20 % yhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai jossa 110 kV johto tai 110/20 kV (110/10 kV) sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti (useita tunteja). Suurhäiriön toteutuessa yhtiön on raportoitava yhtiön toiminta häiriön aikana [19]. Suurhäiriöt voidaan jakaa eri tasoihin esimerkiksi häiriön esiintymistiheyden ja keskeytysajan perusteella. EKSV:ssa käytetyt tasot on esitetty taulukossa 5.11. Myrskyt ovat yleisimpiä sähkökatkojen aiheuttajia. Myrskytuhon sattuessa jakeluverkkoyhtiöille tulee kustannuksia muun muassa vakiokorvauksista, koneiden käytöstä, puiden raivauksista, palloista, linjojen korjauksista ja uusien linjojen rakentamisesta. [1]

Taulukko 5.11. Suurhäiriötasot E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:ssä [20].

Suurhäiriötaso	Kj-verkon yhtäaikaiset viat (kpl)	Peräkkäisiä kj-vikoja (kpl)	Max. sähkötön aika muuntamoilla	Pj-verkon max. häiriöaika
Taso I	5-10	yli 15	12 h	12 h
Taso II	11-30	yli 30	12 h	24 h
Taso III	yli 30	yli 50	12 h	48 h
Supersuurhäiriö	yli 80	yli 100	48 h	1 vko

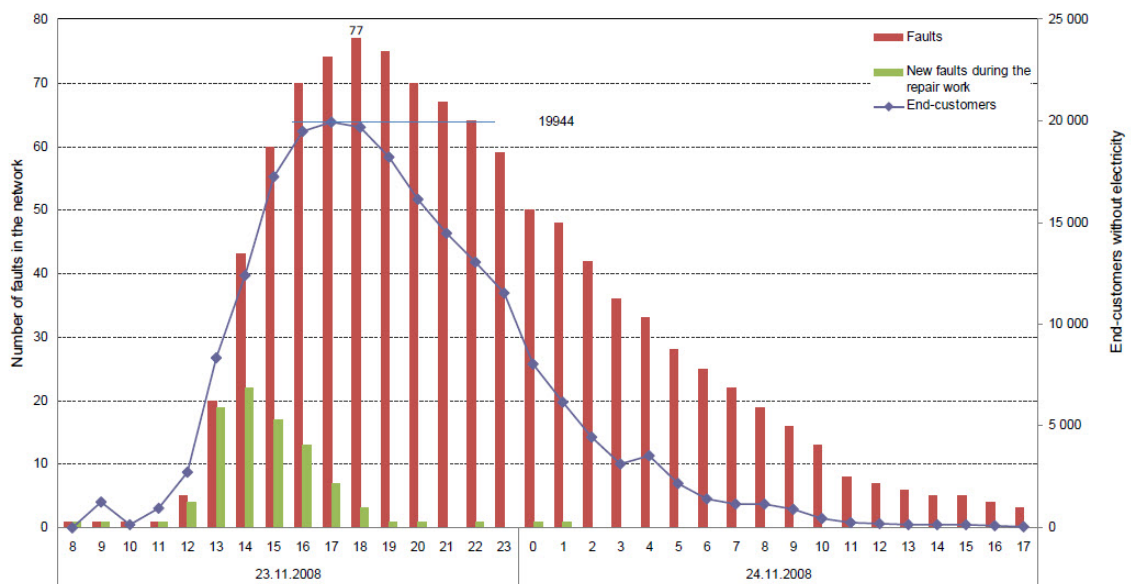
Supersuurhäiriössä lisäksi verkoston rakenteita on rikkoontunut laajasti eli on rakennettava uudelleen keskijänniteverkkoa ja muuntamoita [20]. Suurhäiriötasot lähtevät aika alhaalta eli jo muutamat yhtäaikaiset keskijänniteviat luokitellaan suurhäiriötasoksi I. Alhaisiin tasoihin on päädytty sen takia, että suurhäiriötilanteita voidaan harjoitella ennakkoon. Näin ollaan suuremman suurhäiriön sattuessa (tasot II – III ja supersuurhäiriö) paremmin valmistautuneita tilanteen hoitamiseen.

Suurhäiriö voidaan luokitella myös sen mukaan, kuinka montaa asiakasta keskeytys koskee. Mitä enemmän asiakkaita on keskeytyksen piirissä, sitä nopeammin tilanne luokitellaan suurhäiriöksi lyhyemmissäkin häiriökeskeytyksissä (kuva 5.19.). Tällainen tilanne voisi olla esimerkiksi taajamassa, jossa pitkä sähkökatko aiheuttaa yhteiskunnan toiminnan alueellisen lamaantumisen. Taajaman pitkä sähkökatko vaikuttaa myös haja-asutusalueelle, koska päivittäispalvelut puuttuvat tällöin myös haja-asutusalueiden asukkailta. [21]

**Kuva 5.19.** Häiriökeskeytyksen vakavuus riippuen keskeytyksen keskeytysajasta ja laajuudesta [21].

Kuvassa 5.19. on esillä se, miten lyhytkin keskeytys voidaan luokitella suurhäiriöksi, jos se koskee suurta asiakasmäärää. Yhteiskunnallinen häiriötilanne voisi olla mahdollinen siinä tapauksessa, että kanta- tai alueverkossa tapahtuu laaja häiriö. Tämän todennäköisyys on kuitenkin hyvin pieni. [21]

Suurhäiriötilanteet aiheutuvat yleensä myrskyistä sekä talvella myös lumikuorma-ongelmista. Kuvassa 5.20. on esimerkki haja-asutusalueella toimivan verkkoyhtiön myrskyn aiheuttaman suurhäiriön ajallisista vaikutuksista. Suurhäiriön profiili vaihtelee sen mukaan, mikä suurhäiriön on aiheuttanut. Myrskyjen aiheuttamille suurhäiriöille tyypillistä on kuvan 5.20. mukainen profiili, jolloin vikoja tulee paljon lyhyessä ajassa ja niiden selvittely kestää tyypillisesti muutaman päivän. [1.] Lumikuormien aiheuttamat suurhäiriöt voivat kestää jopa viikkoja, jolloin vikoja ilmaantuu tasaisin väliajoin ja profiili on tällöin erilainen (tasaisempi profiili). Lumikuormien aiheuttamia häiriöitä pyritään ehkäisemään ennakkotarkastuksilla ja niiden perusteella tehtävillä huoltotoimenpiteillä. Linjojen ja puiden kopisteluilla voidaan ennaltaehkäistä sellaisia vikoja, jotka aiheutuvat talven mittaan kertyvästä lumi- ja jääkuormasta. Kertyminen tapahtuu tällöin pitkän ajan kuluessa. Näistä toimenpiteistä ei ole paljon apua, jos lyhyessä ajassa lunta tai jäätä kertyy paljon linjoille ja puiden päälle.



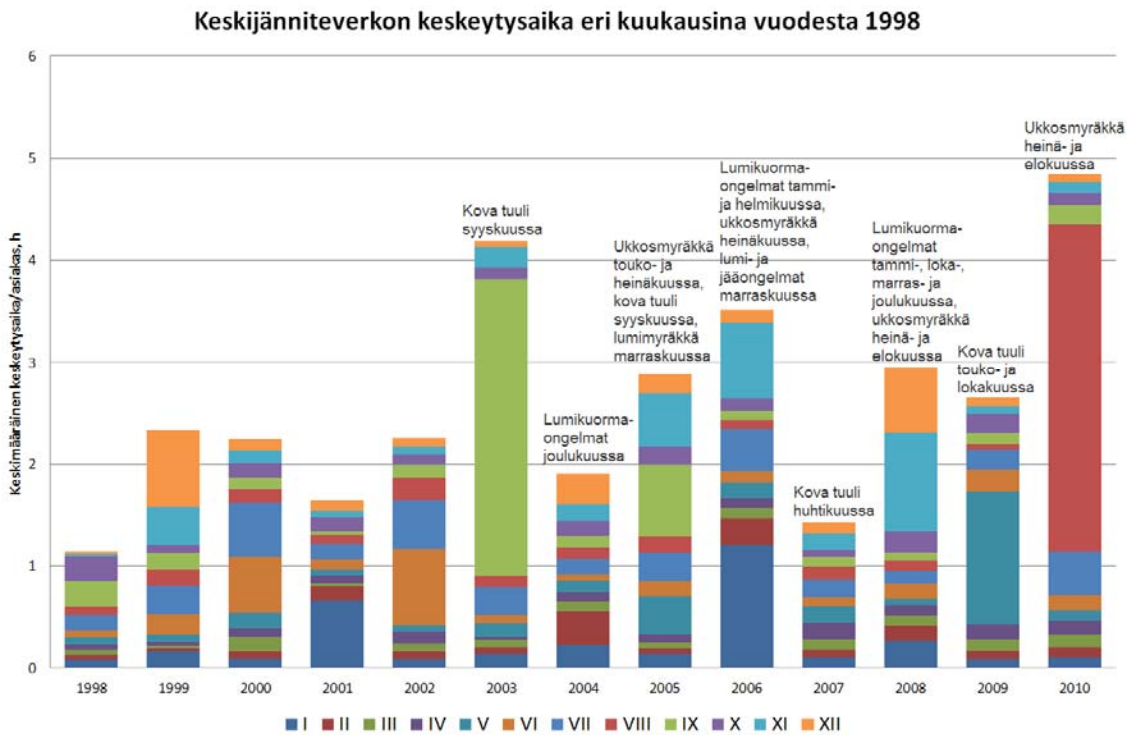
Kuva 5.20. Myrskyn aiheuttaman suurhäiriön eteneminen ja sähköttömien asiakkaiden määrä ajan funktiona [1].

Kuvasta 5.20. voidaan nähdä, miten alussa vikojen ja sähköttömien asiakkaiden määrä kasvaa nopeasti. Taitekohdan jälkeen selvitettyjen vikojen määrään nähden sähköttömien asiakkaiden määrä vähenee nopeasti. Loppuvaiheessa on vielä pitkä ”häntä”, johon vaikuttaa voimakkaasti myrskyn laantuminen ja korjausorganisaation toiminta. [1]

Vikamääräjakauma ei kerro suoraan asiakkaiden kokemaa kokonaiskeskeytysaikaa, joten sen perusteella ei voida päätellä toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteiden täyttymistä. Jos tilastointi on tehty muuntopiiritasolla rivitietona, yksittäisen asiakkaan koke-

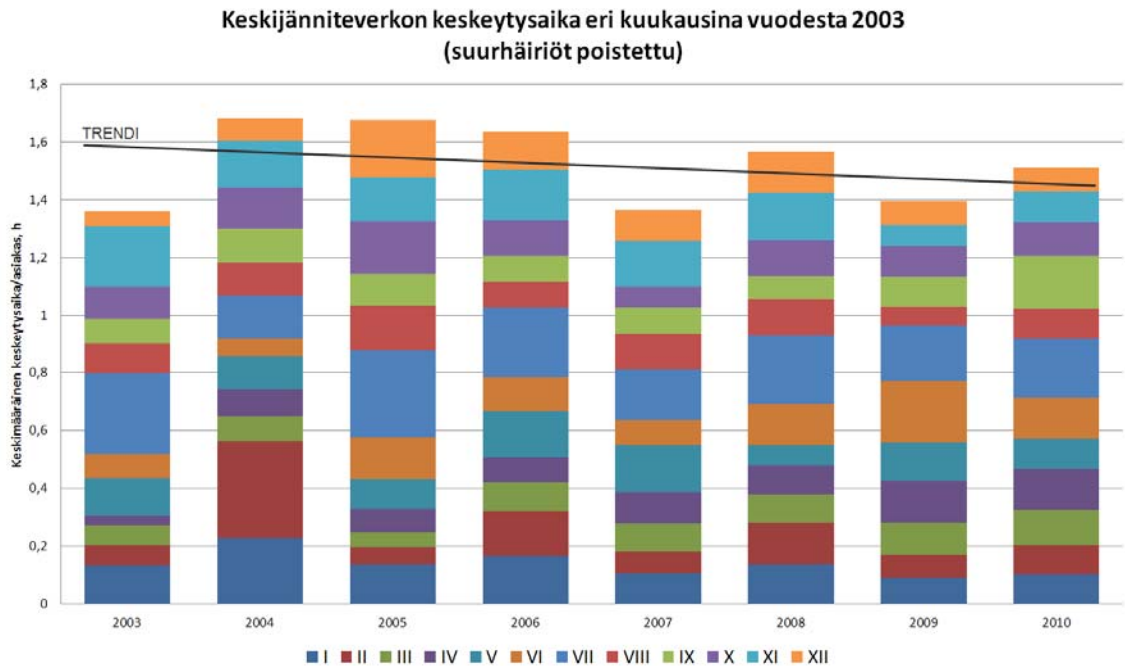
ma keskeytysaika ja vuosittainen kumulatiivinen kertymä saadaan selville, kuten kohdassa 5.2 on tehty. [1]

Suurhäiriöiden vaikutuksia EKS:n verkkoalueen asiakkaan keskimääräiseen keskeytysaikaan on havainnollistettu kuvassa 5.21. Kuvassa on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika eri kuukausina vuodesta 1998 lähtien. Tilastointitapa on muuttunut tilastoinnin aloittamisesta, jolloin alkupään vuosien keskimääräiseen keskeytysaikaan tulee suhtautua kriittisesti. Vuodesta 2003 lähtien kuvaan on merkitty suurhäiriöt ja miten paljon ne ovat vaikuttaneet vuotuisen keskeytysaikaan. Vuosi 2007 korostuu kuvassa 5.21. erittäin hyvänä vuonna ja ainoastaan huhtikuussa puhaltanut kova tuuli aiheutti hieman enemmän vikoja. Suurhäiriöiden vaikutus vuotuisen keskimääräiseen keskeytysaikaan on suuri ja niiden mahdollinen lisääntyminen tulevaisuudessa tulee ottaa huomioon verkostosuunnittelussa.



Kuva 5.21. Keskijänniteverkon keskeytysaika eri kuukausina vuodesta 1998 lähtien. Vuodesta 2003 lähtien on kuvaan merkitty eri vuosien aikana sattuneet suurhäiriöt.

Vuotuisissa keskimääräisissä keskeytysajoissa on paljon vaihtelua suurhäiriöiden takia. Suurhäiriökuukausien aiheuttaman keskeytysajan korvaaminen lähimpien vuosien samojen kuukausien keskiarvolla antaa kuvan yleisestä keskeytysajan trendistä. Tämä yleinen trendi on nähtävissä kuvassa 5.22. Mukana ovat vuodet vuodesta 2003 eteenpäin, jolloin tilastointitapa on ollut samanlainen ja vuodet ovat vertailukelpoisia keskenään.



Kuva 5.22. Keskijänniteverkon keskeytysaika eri kuukausina vuodesta 2003 lähtien. Suurhäiriöt on poistettu datasta.

Suurhäiriöiden vaikutusten eliminoinnin jälkeen vuosittaisessa keskimääräisessä keskeytysajassa on ollut pienenemistä havaittavissa. Vuosittaista vaihtelua on edelleen huomattavissa mutta trendi on kuitenkin yleisesti ottaen pienenemään päin. Verkkoon suunnatuilla investoinneilla on siis onnistuttu pienentämään keskimääräistä keskeytysaikaa, kun suurhäiriöitä ei oteta huomioon.

6. KEINOT TAVOITEARVOJEN SAAVUTTAMISEKSI

Tässä kappaleessa on tarkoitus esitellä sopivia keinoja keskeytysaikojen lyhentämiseen sekä keskeytysten määrän vähentämiseen. Taulukosta 6.1. nähdään, millä keinoilla tavoitteisiin voidaan päästä.

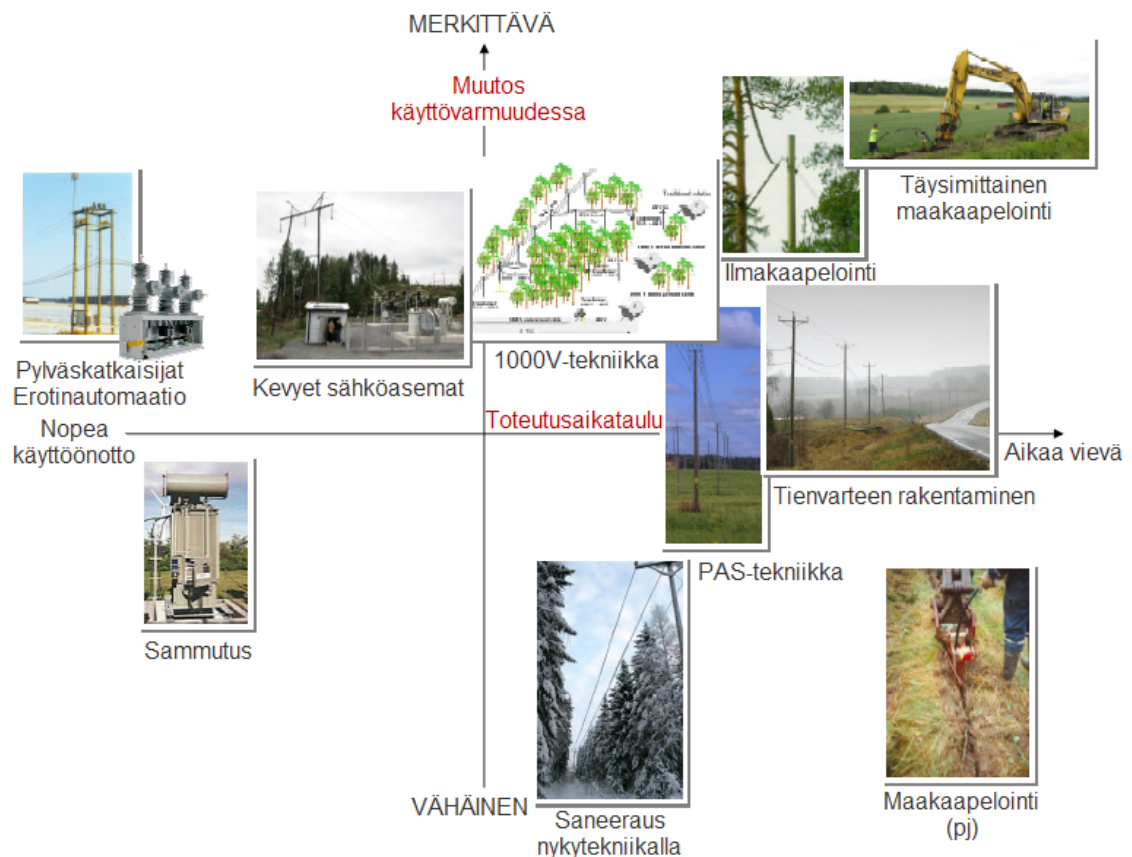
Taulukko 6.1. Eri tekniikoiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin ([xx] tilanne paranee merkittävästi, [x] tilanne paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta) [1].

	Pysyvien vikojen määrä				
	Absoluuttisesti	kpl/as	Pysyvien vikojen kesto	Työ-keskeytykset	Jälleen-kytkentöjen määrä
Uudet sähköasemat	-	xx	x	x	xx
Kevyt 110 kV johto	-	xx	x	x	x
Kaapelointi (kj- ja pj-verkot)	xx	xx	-	-	xx
PAS-johdot	x	x	-	-	x
Tienvarteen rakentaminen	x	x	x	-	x
1000 V sähköjakelu	x	xx	-	-	xx
Pylväskatkaisijat	-	xx	-	-	xx
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	xx	x	x
Varayhteydet	-	-	xx	xx	-
Valvomoautomaatio	-	-	xx	x	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	xx
Varavoima	-	-	x	xx	-
Yhteistyö	x	x	x	x	-

Taulukon 6.1. perusteella jälleenkytkentöjen määriä voidaan vähentää tehokkaimmin uusilla sähköasemilla, kaapeloinnilla, pylväskatkaisijoilla ja 1000 V tekniikalla. Tässä työssä keskitytään kuitenkin pysyviin vikoihin; niiden vähentämiseen sekä vaikutusten rajaamiseen.

Pysyvien vikojen keston pienentämiseen vaikuttaa tehokkaimmin kauko-ohjauksen lisääminen, varayhteydet sekä valvomoautomaatio. Absoluuttisesti vikoja voidaan vähentää tehokkaasti kaapeloinnilla. Asiakaskohtaisia vikamääriä voidaan taas pienentää uusilla sähköasemilla, kaapeloinnilla, 1000 V tekniikalla sekä pylväskatkaisijoilla.

EKSV on tehnyt päätöksen, että saneerattavia verkkoja siirretään teiden varsille, jos se on mahdollista. Erityisesti tämä päätös koskee runkoverkkoja, joiden avulla pyritään takaamaan sähköasemien väliset yhteydet. Tienvarteen rakentaminen vähentää sekä pysyvien vikojen kestoja että jälleenkytkentöjen määrää. Myöhemmissä tarkasteluissa selvitetään, onko tämä paras tapa parantaa sähkön toimitusvarmuutta. Lisäksi kauko-käyttöä pyritään lisäämään lähitulevaisuudessa, esimerkiksi pylväskatkaisijoita on suunniteltu lisää verkkoon. Pylväskatkaisijoilla voidaan käyttää esimerkiksi kohteissa, joihin 1000 V tekniikka ei sovellu. Taajamissa siirrytään enenevissä määrin käyttämään kj-verkoissakin kaapelia sekä kuntakeskusten läheisyyteen pyritään hankkimaan uusi sähköasema, jotta taajama-alueille saadaan parempi sähkön toimitusvarmuus. Eri tekniikoiden vaikutuksia sähkönjakelun luotettavuuteen on esitetty kuvassa 6.1.



Kuva 6.1. Eri verkkotekniikoiden vaikutukset sähkönjakelun luotettavuuteen [22].

Kuvan 6.1. perusteella kauko-ohjauksen lisäämisellä voidaan nopeasti vaikuttaa verkon käyttövarmuuteen. Suurhäiriötilanteissakin kauko-ohjaus helpottaa vianselvitystä, kun tietoliikenne toimii. EKSV:n verkossa kauko-ohjattavat kytkinlaitteet käyttävät omaa tietoliikenneverkkoa GSM-verkon sijaan. EKSV panostaakin tietoliikenneverkon käytettävyyden parantamiseen. Täysin luotettavaa tietoliikenneverkkoa ei voida saada, mutta todennäköisyyttä sen vikaantumiseen pyritään pienentämään varmentamalla yhteyksiä. Vuoden 2010 myrskyt osoittivat sen, että GSM-verkkoon tulee ongelmia, kun tukiasemilta loppuu varavoima.

6.1. Pysyvien vikojen määrä

Pysyvien vikojen määrää voidaan vähentää muun muassa lisäämällä maakaapelointia, siirtämällä johtoja tienvarteen, käyttämällä 1000 V sähkönjakelua sekä lisäämällä kevyiden sähköasemien määrää. Lisäksi johtoalueiden käsittelyllä, kuten raivauksella, saadaan vähennettyä vikamäärää. [1]

6.1.1. Kaapelointi

Kaapeliverkko ei ole altis ilmastollisille häiriöille, kuten ukkoselle, myrskylle ja tykkylumelle. Kaapeloinnin avulla saavutetaan parempi luotettavuus, joka on ehkä tärkein hyöty sekä asiakkaalle että sähkönjakeluyhtiölle. [23.] Lisäksi kaapeleita käyttäen saavutetaan avojohtoa parempi käyttövarmuus verkossa. Kaapelien vikataajuus on karkeasti noin 20 – 50 % avojohtojen pysyvien vikojen vikataajuudesta. [1]

Ohimeneviä vikoja ei kaapeliverkossa juurikaan esiinny, mutta kaapelin vikaantumisessa vikapaikan tarkka paikallistaminen on hankalaa ja niiden korjaaminen hidasta ja kallista. Pitkien korjausaikojen takia kaapeliverkoissa tarvitaan varayhteyksiä. Maakaapelien käyttö lisää maasulkuvirtaa, jonka kompensoinnista aiheutuu lisäkustannuksia. Kaapeliverkkoon on vaikeaa ja kallista tehdä muutoksia. Uudet haarajohdot vaativat keski-jännitteellä niin sanotut RMU (ring main unit)-yksiköt tai jakelumuuntamolta lähtevän haaroituksen ja pienjännitepuolella jakokaapin. [1; 23]

Maaperän kivikkoisuus voi lisäksi aiheuttaa ongelmia. Roudan liikuttelemat kivet voivat vahingoittaa kaapelin pintakerrosta ja jäänyt maa ja vesi voi aiheuttaa kaapelille koviakin puristusrasituksia. Routa voi myös asettaa kaapelin pitkäaikaiseen venytykseen. [24]

EKSV:n verkkoalueella kaapelia käytetään lähinnä taajamissa. Kaapelien asen-
tämiskustannukset taajamissa ovat korkeat, mutta taajama-alueet eivät kaapeloinnin jäl-
keen ole enää alttiita säiden aiheuttamille häiriöille. Haja-asutusalueelle kaapelia ei ole
yksittäisiä kohteita lukuun ottamatta asennettu, koska kaapelin vikaantuessa sen kor-
jaaminen vie kauan eikä varasyöttöyhteyksiä useinkaan ole tarjolla. Kaapelien kunnon-
valvonta on myös ongelma, koska tällä hetkellä ei ole tarjolla kustannustehokasta tapaa
valvoa kaapelien kuntoa taajamien ulkopuolella.

6.1.2. Tienvarteen rakentaminen

Verkon oikealla sijoittamisella voidaan vaikuttaa verkon luotettavuuteen. Markus Parvi-
aisen diplomityössä [25] saadut tulokset osoittavat, että jakeluverkon sijoittaminen tei-
den varsille parantaa jakeluverkon luotettavuutta eniten EKSV:n alueella verrattuna
johtojen sijaintiin metsässä tai avomaalla. Lisäksi pysyvien vikojen havaitseminen ja
korjaaminen nopeutuu [25]. Työssä on vertailtu EKSV:n verkkoalueen Kestilän ja
Kuhmon johtolähtöjä ja saadut tulokset on esitetty taulukossa 6.2. Yllättävää on, että
tuloksien perusteella EKSV:n verkkoalueella tien varressa tapahtuu keskimäärin vä-

hemmän vikoja kuin avomaalla. Tämä voi olla seurausta tehokkaammasta partioinnista ja kehittyvien vikojen havainnoinnista teiden varsilla kulkevilla johdoilla.

Taulukko 6.2. Vikataajuudet metsässä, tien varressa ja avomaalla EKS:n verkkoalueella [25].

	Metsä	Tienvarsi	Avomaa
Vikataajuus (vikaa/100km/a)	5,6 - 7,5	0,0 - 2,1	4,6 - 4,8

Taulukossa 6.2. olevista luvuista ensimmäinen luku kuvaa Kestilän johtolähtöjä ja jälkimmäinen luku Kuhmon johtolähtöjä. Kuhmon johtolähtöjen tulokset kuvaavat paremmin koko EKS:n verkkoalueen vikataajuutta kuin Kestilän johtolähdöt. Pysyvien vikojen tarkasteluissa on havaittu, että lumi aiheuttaa noin 50 % EKS:n verkkoalueen kaikista vioista. Lumen aiheuttamat pysyvät viat tien varressa olivat harvinaisia, koska tällöin mahdolliset vikatapaukset havaitaan ja estetään usein etukäteen. [25]

6.1.3. Päälystetty avojohto (PAS)

PAS-johto on päälystetty avojohto, jonka eristysrakenne on edullinen ja yksinkertainen. Eristystä on johtimien pinnalla sen verran, että vaihejohtimien hetkellinen toisiinsa koskettaminen ei johda läpilyöntiin. Eristysrakenne mahdollistaa sen, että vaiheväliä voidaan pienentää ja kaksois- ja kolmoisjohtorakenteiden johtokadut pienenevät. PAS-johtorakenteen käyttövarmuus on avojohtoa parempi, koska johdolle lentävät risut ja oksat eivät aiheuta käyttökeskeytystä. Toisaalta johtoa vasten nojaava puu aiheuttaa suuri-impedanssisen maasulun, jota suojauslaitteet eivät helposti havaitse. Askel- ja kosketusjännitteet voivat kuitenkin samanaikaisesti nousta vikapaikassa hengenvaaralliseksi tasolle. [1]

Verrattuna avojohtoon, luonnonilmiöt aiheuttavat avojohdolle yli 20-kertaisen vikataajuuden verrattuna PAS-johtoon. PAS-johdon rakentamiskustannukset ovat noin 30 % vastaavaa avojohtoverkkoa kalliimmat. Lopullinen hinta riippuu maastosta ja rakennettavan verkon rakenteesta. Niiden taloudellinen käyttöalue on sähköasemilta lähteissä kaksois- ja kolmoisjohdoilla ja käyttövarmuuden kannalta vaikeissa olosuhteissa kuten tykkylumialueilla. Käytännössä suurin osa PAS-johdoista tultaisiin rakentamaan tien varteen. Linjalle kaatunut puu ei välttämättä heti aiheuta vikaa, jos PAS-johto kestää puun painon. Tällöin jokaisen myrskyn jälkeen tulisi käydä läpi PAS-johdot, jotta linjoihin nojaavat puut saadaan poistettua, ennen kuin ne aiheuttavat vian. Jos PAS-johdot sijaitsivat metsässä, niiden läpikäynti olisi melko suuri työ. [23]

EKS käyttää PAS-johtoja lähellä taajamia, joissa niiden päälle mahdollisesti nojaavat puut voidaan helposti huomata ja poistaa ennen kuin ne aiheuttavat vian. Metsäisillä alueilla PAS-johtoja ei ole käytetty sen takia, että ne vaativat aina johtojen tarkistamisen suurempien myrskyjen jälkeen. Jos PAS-johdon määrä olisi suuri, veisi niiden tarkastaminen paljon aikaa.

6.1.4. Maastokatkaisijat

Maastoon sijoitetulla katkaisijalla on mahdollista vähentää johdon loppupään vikojen vaikutusta alkupään asiakkaita kohtaan. Se parantaa verkon käyttövarmuutta lisäämällä verkossa olevien suojausalueiden määrää. Maastokatkaisijan toimiessa ideaalisesti se karsii johdon alkupään asiakkailta verkon loppuosan jälleenkytkentöjä ja pysyviä vikoja. Saavutettava hyöty riippuu katkaisijan takana olevan verkon pituudesta ja katkaisijaa ennen olevien asiakkaiden määrästä, tyypistä ja energian käytöstä [23]. Maastokatkaisijan kannattavuutta voidaan tarkastella vertaamalla investoinnin annuiteettia vuosittaisiin keskeytyskustannussäästöihin [26]. Kannattavuutta voidaan myös arvioida myös sen mukaan, kuinka paljon se vähentää keskeytysaikaa asiakkaalla. [23; 27]

6.1.5. 1000 V sähkönjakelu

Pienjännitedirektiivi [28] määrittelee pienjännitteen 50 – 1000 V vaihtojännitteeksi tai 75 – 1500 V tasajännitteeksi. 1000 V sähkönjakelun avulla voidaan pienentää 20 kV keskijännitejohtojen pituutta, jotka aiheuttavat keskimäärin 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä. Pienessä kuormassa olevat keskijännitejohtohaarat voidaan usein muuttaa 1000 V pienjännitteellä toimivaksi. 1000 V verkot soveltuvat haarajohtoihin, joissa siirrettävät tehot ovat pieniä ja jotka usein ovat vika-alttiita. Vikojen määrä ja vaikutusalue pienenevät, sillä jokainen 1000 V johtohaara muodostaa oman suojausalueensa. [1; 29; 30]

1000 V pienjänniteverkon toteuttamiseen voidaan käyttää samoja pienjännitekaapeleita (AMKA, AXMK) kuin 400 V jännitteellä [31]. 1000 V johdot säästävät maisemaa, koska ne eivät tarvitse leveää johtokatua. EKS:n alueella maaperä on pääsääntöisesti kivikkoinen, jonka takia kaapeliauraamisen lisääntyminen ei ole mahdollista. Investointi- ja ylläpitokustannukset ovat yleensä pienemmät kuin perinteisessä 20 kV ilmajohtotekniikassa. Vastaavasti yhden jännitetason lisääminen monimutkaistaa jakelujärjestelmää. Asiakkaat eivät voi suoraan hyödyntää 1000 V jännitettä, joten se täytyy muuntaa 400 V jännitteeksi. [30]

6.1.6. Ennakoiva kunnonhallinta

Ennakoivassa kunnonhallinnassa verkkorakenteiden kunnossapito on aikaperustaista. Komponentit pyritään uusimaan tai huoltamaan ennen vikojen syntymistä. Ennakoivaa kunnonhallintaa on muun muassa muuntajien ja johtokatuja tarkastukset tietyin aikavälein sekä johtokatuja raivaus. Maakaapeliverkoissa ennakoiva kunnossapito on keskeisessä osassa soveltuen muuntamoiden, erotinten, suojaus-, automaatio- ja tiedonsiirto-laitteistojen kunnonhallintaan. Ennakoivalla kunnonhallinnallakaan ei voida vioilta välttää kokonaan, mutta kuntotarkastusten tulokset auttavat epäselvissä tilanteissa vian paikantamisessa ja vikaantumiseen johtaneiden syiden analysoinnissa. [1]

EKS:n jakeluverkon kuntotarkastuksissa joka vuosi tarkastetaan noin kuudennes koko verkkomassasta. Kuntotarkastusten lisäksi johtoalueita raivataan verkostosuositus-

ten mukaiseksi. Raivauskierto määräytyy sen mukaan, kuinka nopeasti puusto kasvaa. Yleensä kierron väli on 6 – 10 vuotta. Lisäksi muutama vuosi sitten aloitettiin vanhimpien pylväiden lahotarkastukset, joiden avulla on voitu estää lahojen pylväiden aiheuttamia vikoja. Kuukausittain tehdään tarkastukset sähköasemille ja 0,5 – 1 vuoden välein erotinasemien automaatiolaitteille kauko-ohjauksen ja automaation toimivuuden varmistamiseksi. Viestiasemat tarkastetaan ja huolletaan myös kerran vuodessa. Talvisin erityispiirre kunnonhallinnassa on puiden ja linjojen kopistelu lumikuormaongelmien ehkäisemiseksi. [32]

6.1.7. Uudet sähköasemat

Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan parantaa nopeasti ja tehokkaasti jakamalla syöttöalueita pienempiin kokonaisuuksiin. Nopeimmin se onnistuu lisäämällä sähköasemien määrää verkkoalueella. Kevyen sähköaseman rakennuskustannukset ovat noin puolet perinteisestä sähköasemasta. Edullisempi investointihinta mahdollistaa sähköasemien rakentamisen myös niille alueille, joissa jakeluverkon luotettavuus on ollut heikko, mutta matalan kuormitustason takia ei perinteisen sähköaseman rakentaminen ole ollut perusteltua. [33]

EKSV:n verkkoalueelle on tulossa lähitulevaisuudessa kaksi uutta sähköasemaa ja ne sijoitetaan Kuluntalahden ja Ristijärven taajamiin. Uusien sähköasemien avulla saadaan asiakaskohtaista vikamäärää pienemmäksi, koska johtolähtöpituus yhtä katkaisijaa kohden karkeasti puolittuu jolloin asiakaskohtaiset vikamäärätkin karkeasti puolittuvat. Käytännössä uusien sähköasemien paikat määräytyvät paikallisen kanta- ja alueverkon sijainnin mukaan.

6.2. Vikojen erotusajat

Vian erottamiseen ja jakelun palauttamiseen kuluvaan aikaan voidaan vaikuttaa erityisesti verkosto- ja valvomoautomaatiolla (kauko-ohjattujen erotinvyöhykkeiden määrä) sekä operointiajalla (käsin ohjattavat erottimet) [1]. Näiden vaikutuksia vikojen kestoon analysoidaan myöhemmin.

6.2.1. Valvomoautomaatio

Käytäntökijärjestelmän toimintoja hyödyntämällä voidaan parantaa monin tavoin verkon käyttövarmuutta ja siirtokapasiteetin täysimittaista hyödyntämistä. Laskentaominaisuuksien avulla voidaan nopeasti ja tarkasti määrittää varasyöttömahdollisuudet niin, että verkon suojaukselle ja jännitteen laadulle asetetut vaatimukset täyttyvät. Laskelmat yhdessä kauko-ohjattavien erottimien käytön kanssa mahdollistavat verkon siirtokapasiteetin täysimittaisen hyödyntämisen. Tämä pienentää pitkällä aikavälillä verkon investointeja.[33]. Lisäksi uusien releiden avulla on mahdollista, että vikapaikka voidaan laskennallisesti paikantaa käytöntukijärjestelmästä. Tämä nopeuttaa vian paikantamista yhdessä kauko-ohjattavien erottimien kanssa. AMR (automatic meter reading)-

mittareista saatavan tiedon integrointi käytöntukijärjestelmään parantaa tulevaisuudessa vikojen paikannustarkkuutta.

6.2.2. Kauko-ohjattavat erottimet

Kauko-ohjattavien erottimien avulla voidaan lyhentää asiakkaille aiheutuvaa keskeytyksen pituutta, mutta keskeytysten määrään niillä ei ole vaikutusta. Kauko-ohjausten avulla ohjaukset voidaan toteuttaa muutamassa minuutissa. Kauko-ohjaus lyhentää erityisesti vikapaikan erottamiseen ja varayhteyksien kytkemiseen kuluvaa aikaa. Vikapaikan erottamisen jälkeen sähköttömien asiakkaiden määrä on usein murto-osa alkutilanteen sähköttömistä asiakkaista. Kauko-ohjattu erotinasema ei suoranaisesti lisää verkon siirtokykyä, mutta niiden avulla voidaan paremmin hyödyntää verkon kapasiteettiä ja siten vähentää investointitarpeita. [33]

6.3. Vikojen korjausajat

Vikojen korjausaikoihin voidaan vaikuttaa viankorjausorganisaatiolla, erotinvyöhykkeiden määrällä, varasyötöillä ja aggregaateilla. Korjausaika muodostuu reagointiajasta, vikapaikan saavutettavuudesta ja itse vian korjaukseen kuluva ajasta. [33]

6.3.1. Varayhteydet

Verkon topologiaan tehtävillä muutoksilla voidaan vaikuttaa keskeytysaikoihin. Varasyöttöyhteys voi tarkoittaa säteittäisen verkkorakenteen muuttamista rengasmaiseksi rakentamalla kahden johtolähdön välille varayhteys, joka ei normaalisti ole käytössä. Varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoyhtiön verkkoihin, joiden avulla pyritään lyhentämään suurempien vikojen aiheuttamia keskeytysaikoja. Sähkön toimitusvarmuus kasvaa, kun varasyöttöyhteyksiä lisätään. Normaalitilanteessa periaatteessa tarpeettomien johto-osuuksien rakentaminen kaikkialle ei ole taloudellista, jos välimatka päätepisteiden välillä on kovin suuri. [33]

EKSV:n alueella on varayhteyksiä rakennettu, jos verkon topologia sen on sallinut. Käytännössä niitä on rakennettu, jos asiakkaat ovat sijoittuneet siten, että niiden rakentaminen on kannattavaa. Sähköasemien välille pyritään rakentamaan mahdollisimman toimitusvarma verkko, jotta sähköasemien väliset varasyöttöyhteydet pystytään varmistamaan.

6.3.2. Varavoima

Varavoimaa tarvitaan usein vakavissa häiriötilanteissa, jotta pystytään korvaamaan osa siirtokapasiteetin puutteesta. Vakava häiriötilanne on esimerkiksi päämuuntajan vaurio. Sähkönjakeluverkossa on aina sellaisia kohteita, joissa ei ole kustannusmielessä järkevää parantaa verkon käyttövarmuutta verkkorakennetta muuttamalla. Tällöin on mahdollista hyödyntää muun muassa varavoimaa. Jos tällaisissa kohteissa sijaitsee sähkön toimituksen kannalta kriittisiä asiakkaita, voi varavoiman käyttäminen olla lyhyellä ai-

kavälillä perusteltu ratkaisu. Kriittisiksi asiakkaiksi voidaan luokitella sellaiset asiakkaat, jotka tilanteesta riippumatta sietävät ainoastaan 1 h:n keskeytyksen. Kriittisiä asiakkaita voivat olla muun muassa terveydenhuoltoon liittyvät laitokset, maatilat ja teollisuusyritykset. [1]

Asiakkaiden tulisi varautua keskeytyksiin ja kriittisten asiakkaiden tulisi itse varmistaa sähkön saanti, jos verkkoyhtiö ei pysty sähköä toimittamaan esimerkiksi isommassa suurhäiriössä. EKS:n on peräkärryssä kulkeva dieselillä toimiva isompi aggregaatti, joka voidaan laittaa syöttämään yksittäistä muuntopiiriä. Taloudellisessa mielessä EKS:n ei ole kannattavaa hankkia aggregaatteja varastoon, joita voitaisiin sitten vuokrata asiakkaille isommissa suurhäiriöissä. EKS:n omassa käytössä aggregaatteja voitaisiin hyödyntää sellaisilla tapauksilla, jossa verkon korjaamisen oletetaan kestävän jopa viikkoja. Aggregaattien käyttö on kuitenkin kallista.

6.3.3. Korjauskaapelit

EKS:n on käytettävissä korjauskaapeleita, joita tarpeen mukaan käytetään sekä pj-että kj-puolella. Pj-puolella käytettävät kaapelit ovat kolmivaiheisia nelijohdinkaapeleita. Kj-puolella käytetään yksivaiheisia kumikaapeleita tai verkosta purettuja SAMKA-kaapeleita. Yksivaiheisia kaapeleita on helpompi käsitellä ja yksivaiheisena kaapelia saadaan enemmän rullattua kaapelikelalle. EKS:n kaapelikeloja on kaiken kaikkiaan kuusi kappaletta, joissa jokaisessa on 500 m kaapelia. Tämä tarkoittaa, että tarvittaessa on mahdollista korvata kilometrin pituinen osa verkosta. Kaapeleita voidaan käyttää korvaamaan vikaantunut maakaapeli- tai avojohto-osuus. Kaapelit sisältävät valmiit päätteet, jolloin niiden kytkeminen olemassa olevaan verkkoon ei kestä kauan. [34]

Kj-puolella korjauskaapeleita käytetään enimmäkseen saneerausten yhteydessä. Saneerattava verkko voidaan ohittaa korjauskaapeleilla, jolloin asiakkaille ei tule kuin kytkemisistä aiheutuvia keskeytyksiä. Kj-puolella etenkin avojohtoverkossa usein on sellainen tilanne, että vian sattuessa verkon korjaaminen on kannattavampaa kuin korjauskaapeleiden käyttö. Kaapelien levittäminen maastoon on aikaa vievää hommaa, vaikka kaapelien kytkemisessä ei itsessään mene kauaa aikaa. Karkeasti voidaan sanoa, että jos olemassa olevan verkon korjaaminen kestäisi yli vuorokauden, korjauskaapelien käyttäminen on kannattavaa. Kriittisimmissä kohteissa korjauskaapeleita on kannattavaa käyttää siinä tapauksessa, kun keskeytyksen oletetaan kestävän yli puoli vuorokautta. Pj-puolella vikojen yhteydessä korjauskaapeleita käytetään enemmän kuin kj-puolella. [34]

6.3.4. Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa

Merkittävä osa jakeluverkon vioista aiheutuu puun kaatumisesta tai taipumisesta avojohdolle. Näitä tapahtumia voidaan ennaltaehkäistä johtokatuja säännöllisellä raivauksella. Erityisen riskialttiita ovat nuoret koivut ja muut lehtipuut, jotka lumen painosta taipuvat avojohtojen päälle. Paikallisten metsänhoitoyhdistysten kanssa voidaan lisäksi sopia, ettei hakkuiden yhteydessä siemenpuita jätetä sähköjohtojen läheisyyteen. Tämä

edesauttaa siemenpuuaukkojen aiheuttamien vikojen vähentymistä. Myös metsänhakuuta tekevien monitoimikoneyrittäjien kanssa yhteistyö on kannattavaa, jotta voidaan välttää tahattomat puiden kaadot johtojen päälle. [1]

Taajamissa merkittävä osa kaapeliverkon vioista aiheutuu kaivinkoneiden kaivutöistä. Näitä vikoja voidaan vähentää esimerkiksi ohjeistamalla kaivuyrityksiä siten, ettei kaivutöitä saa aloittaa ennen kuin on otettu yhteyttä verkkoyhtiöön tai verkkoyhtiön valtuuttamaan sähköurakoitsijaan. Helikopterin avulla suoritettavat tarkastukset verkkoalueella nopeuttavat linjojen tarkastusta. Näin ollen ne omalta osaltaan auttavat vikojen estämisessä ja etenkin suurhäiriöiden jälkeen vikapaikkojen paikantamisessa.

7. VIKAKESKEYTYSTEN TARKASTELU JA TOIMENPITEIDEN ANALYSOINTI VERKON ERI ALUEILLA

Luvussa 5 tehdyt tarkastelut osoittivat, että EKS:n verkkoalueella maaseutualueen tavoitearvot ovat haasteellisimpia. Tässä luvussa on tarkoitus analysoida tarkemmin ongelma-alueita taajama- ja maaseutuasiakkaiden osalta ja löytää kullekin alueelle toimenpiteet, joilla päästäisiin tavoitearvoihin. Verkkotietojärjestelmästä on paikannettu ne taajama-asiakkaat, joilla tavoitearvot ovat ylittyneet kolme tai kaksi kertaa tarkastelujakson aikana. Maaseutuasiakkaiden osalta on paikannettu ne asiakkaat, joilla ylityksiä on tapahtunut kolme kertaa tarkastelujakson aikana. Näillä asiakkailla on pahin tilanne ja toimenpiteet kannattaa kohdistaa ensin näille alueille toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteisiin pääsemiseksi. Verkosta valitaan esimerkkikohteita, joita tarkastellaan lähemmin.

EKS:n verkkoalueen ympäristö tuo vaikeutensa tavoitearvojen saavuttamiseksi. Kainuun keskiosissa Puolangalla, Hyrynsalmella ja Sotkamossa on useita vaaroja, jotka nousevat 200–300 metrin korkeuteen merenpinnan yläpuolelle. Noin 90 prosenttia Kainuun maa-alasta on metsämaata, joten EKS:n avojohtoverkot ovat alttiita puiden aiheuttamille vioille. Talvella lumipeite on maamme vahvimpia, joka lisää avojohtoverkon vikoja kaatuneiden puiden ja linjoille kertyneen lumen ja jään muodossa. [35]

Seuraavaksi tarkastellaan esimerkkikohteiden vaihtoehtoisia tapoja parantaa luotettavuutta. Kustannuksia ei ole tässä työssä lähdetty analysoimaan yksityiskohtaisesti, vaan huomioon otetaan vain investointikustannukset. Näin saadaan kuva siitä, millainen on investointien määrä, jotta tavoitteisiin voidaan päästä EKS:n ongelma-alueilla.

Investointikustannuksia arvioitaessa käytetään EMV:n määrittelemiä yksikköhintoja vuodelle 2011. Käytetyt yksikköhinnat ovat esillä taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1. Energiamarkkinaviraston käyttämät verkkokomponenttien yksikköhinnat vuodelle 2011 (alv 0 %).

Verkkokomponentti	Investointikustannus (€)	Yksikkö
Kauko-ohjattu erotinasema (1 kpl)	16 510	kpl
Kauko-ohjattu erotinasema (2 kpl)	31 420	kpl
Kauko-ohjattu erotinasema (3-4 kpl)	41 190	kpl
Pylväskatkaisija (kauko-ohjaus)	22 020	kpl
Raven	21 880	km
Al 132 tai suurempi	28 950	km
PAS 95 tai suurempi	32 460	km
150-185 maakaapeli	41 760	km
240-300 maakaapeli	47 420	km
70 maakaapeli, 0,4 kV	90 760	km
Maakaapelin kaivuu taajamassa	21 580	km
Maakaapelin kaivuu haja-asutusalueella	10 130	km
AMKA 70	17 420	km

Tarkastelemalla alueita kartalta voidaan ensin tarkistaa, onko esimerkiksi jakorajamuutoksilla vaikutusta ongelmia kokeneiden asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen. Joissakin tilanteissa pelkkä verkon kytkentätilanteen optimointi voi vaikuttaa ongelmia kokeneiden asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen. Tämä on halpa ja yksinkertainen keino vaikuttaa joidenkin asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen. Toimenpide ei vaadi lainkaan investointikustannuksia. Jos verkon kytkentätilanteen muutoksilla ei voida saavuttaa tavoitearvoja, täytyy verkkoa lähteä tarkastelemaan vielä tarkemmin. Johtojen segmentointia voidaan käyttää apuna toimenpiteiden suunnittelussa. Segmentoinnilla saadaan selville, miten eri keskijännitejohto-osuudet vaikuttavat eri asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen. Nämä kj-johdot jaotellaan kriittisyyden mukaan runko- ja haara-verkkoihin, joita hyödynnetään tavoiteverkkosuunnittelussa. Runkoverkko pitää sisällään kaikki kriittisimmät kj-verkon runkoyhteydet ja haaraverkko ei sisällä merkittävisä määrin keskeytyskriittistä kulutusta. Tavoiteverkkosuunnitelma tähtää toimiviin jakeluverkkoratkaisuihin pitkällä aikajänteellä. Lisäksi taajama-alue voidaan yrittää erottaa omaksi alueekseen, jolloin lähialueen vikojen vaikutukset minimoituisivat taajaman asukkailla. Lisäksi voidaan analysoida, onko tarpeen saneerata avojohtoverkko maakaapeliin tai PAS-johtoon, joka on säävarmempi kuin avojohto. Maaseudulla kauko-ohjauksen lisäämisen vaikutukset asiakkaiden kokemiin vikakeskeytyksiin ovat erityisesti mielenkiinnon kohteena. Investointikustannukset ovat halvimmat, kun olemassa olevaan verkkoon lisätään komponentteja ja kalleimmat, jos verkko joudutaan saneeraamaan. Lähtökohtana voidaan pitää sitä, että mahdollisimman pienillä investoinneilla pystyttäisiin saavuttamaan tavoitearvot.

7.1. Vikojen kesto aika E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkoalueella

Vikojen analysointi antaa tietoa vikojen keskimääräisestä kestoista ja tämän tiedon perusteella päästään myöhemmin tarkastelemaan eri toimenpiteiden vaikutuksia asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin. Vian osa-alueita tarkastellaan tarkemmin, jotta pystytään arvioimaan toimenpiteiden vaikutuksia erityisesti eri osa-alueisiin.

Vikoja on lähdetty analysoimaan tässä työssä avojohtoverkossa tapahtuneiden vikojen pohjalta. Vika voidaan jakaa eri osa-alueisiin ja jotta nämä osa-alueet olisivat vertailukelpoisia keskenään, on päädytty käyttämään avojohtoverkon vikoja. EKS:n verkosta on suurin osa avojohtoa, joten tämä valinta on looginen.

7.1.1. Keskimääräinen vian kesto aika

Vika-aika koostuu monesta eri osa-alueesta riippuen siitä, millainen vika on ja missä päin verkkoa vika tapahtuu. Vika alkaa yleensä sähköasemalla tai katkaisija-asemalla olevan katkaisijan laukeamisella. Tämän jälkeen vikaa yritetään poistaa jälleenkytkennöillä ja jos vika ei ole ohimenevä, katkaisija jää lopulta auki. Seuraavaksi verkkoyhtiön operaattori hyödyntää mahdollisia varasyöttöyhteyksiä ja palauttaa mahdollisimman monelle asiakkaalle sähköt takaisin. Sen jälkeen operaattori rajaa vian kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden avulla niin pienelle alueelle kuin kauko-ohjauksen avulla on mahdollista. Operaattori lähettää korjausryhmän vikapaikalle, jonka tehtävänä on jatkaa rajausta käsierottimien avulla. Kun vika on rajattu kahden kytkinlaitteen väliin, vika korjataan. Viimeisenä tehtävänä on palauttaa jakelu normaaliksi ja kytkentätilanne samanlaiseksi kuin ennen vikaa.

Vikojen keston vaikuttaa voimakkaasti se, missä päin verkkoa vika tapahtuu sekä missä johto sijaitsee. Tien vieressä kulkevan johdon tarkastaminen käy nopeammin kuin metsässä kulkevan, jolloin vian paikantaminen on nopeampaa. Etenkin talvella lumi hidastaa metsässä kulkemista. Lähellä taajama- ja kaupunkialueita vikojen paikantaminen ja korjaaminen käy nopeasti, koska sähköasentajat ovat usein lähellä näitä vikoja. Verkon häntäpäässä tapahtuva vika kestää yleensä kauan johtuen pitkistä etäisyyksistä. Näin ollen pelkästään vikapaikalle pääseminen kestää kauemmin. Lisäksi jos kaikkia korjaamiseen tarvittavia tarvikkeita ei ole korjausryhmän mukana, joudutaan lisätarvikkeita pahimmassa tapauksessa hakemaan kymmenien kilometrien päästä.

Vikoja on tässä työssä analysoitu kolmella erilaisella alueella. Suurhäiriön aikaisia vikatapauksia ei ole käsitelty vaan vain yksittäisiä kj-vikoja. Ensimmäinen alue (*taajaman lähialue*) kuvaa vikoja, jotka ovat tapahtuneet avojohtoverkossa juuri taajama-alueen reunoilla. Näiden vikojen kestojaan voisi olettaa olevan suhteellisen lyhyitä, koska korjausryhmä on usein lähellä vikapaikkaa. Seuraava alue on maaseutua (*maaseutu*) eli vikapaikat ovat esimerkiksi kahden taajaman puolella välissä suhteellisen kaukana taajamista. Kolmas alue on verkon häntäpäätä (*maaseutu, verkon häntäpää*) eli kaukaisimmat vikakohteet verkossa. Keskimääräisen vian kesto näillä alueilla on esillä taulukossa 7.2. Vikoja on analysoitu joka alueelta 15 kappaletta. Analysoitujen määrä on

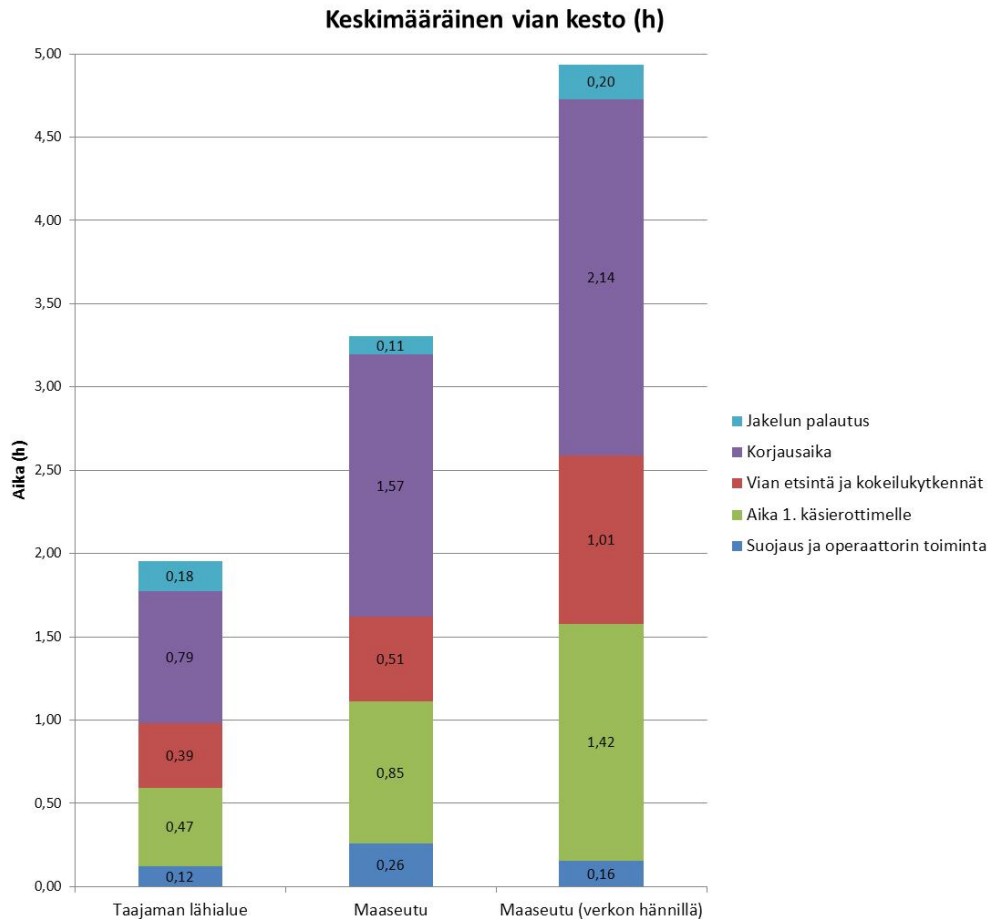
suhteellisen pieni, mutta koska jokainen vika on jouduttu käsittelemään yksitellen, ei tämän työn puitteissa ole enempää vikoja analysoitu. Näiden vikojen perusteella saadaan kuitenkin karkeasti suuruusluokka selville.

Taulukko 7.2. Vian keskimääräinen kesto eri alueilla operaattorin näkökulmasta. Suluissa oleva arvo on vian maksimikesto asiakkaalla.

	Taaajaman lähialue	Maaseutu	Maaseutu (verkon häntäpäätä)
Vian kesto (h)	1,96 (1,77)	3,31 (3,19)	4,93 (4,73)

Taulukossa 7.2. olevat eri alueiden vika-ajat jakautuvat kuvan 7.1. mukaisesti eri osa-alueisiin. Jokaisella vialla on eri määrä kytkinlaiteohjauksia ja näistä on pyritty erottamaan jokaiselle vialle tyypilliset osa-alueet. Nämä ovat: aika 1. käsierottimelle, korjausaika ja jakelun palautus. Näiden osa-alueiden välillä oleva aika on viasta riippuen vian etsintäaikaa ja kokeilukytkentöjä, joissa hyödynnetään sekä kauko-ohjattavia kytkinlaitteita että käsierottimia. Tätä osa-aluetta ei ole tarkemmin pilkottu pienempiin osiin, koska viasta riippuen se sisältää erilaisia osa-alueita. Korjausaika on se aika, jonka jälkeen kaikilla asiakkailla on taas sähköt. Varsinainen vika-aika päättyy siis korjausajan loppumiseen asiakkaan kannalta, mutta operaattorin kannalta vika päättyy vasta sitten, kun kytkentätilanne on palautettu normaaliksi. Tätä kytkentätilanteen palauttamista normaaliksi kutsutaan jakelun palauttamiseksi.

Kauko-ohjauksen vaikutusta vikojen kestoon voidaan analysoida, kun tiedetään, kuinka kauan korjausryhmällä menee aikaa 1. käsierottimelle ja miten nopeasti vika paikannetaan. Erityisesti kauko-ohjauksella voidaan vaikuttaa 1. käsierottimelle menevään aikaan. Tähän 1. käsierottimelle menevään aikaan pitää kuitenkin suhtautua varauksella, koska joissain tapauksissa korjausryhmä ei operaattorin soiton jälkeen mene suoraan 1. käsierottimelle vaan ennen sitä esimerkiksi pyrkii etsimään vikapaikkaa. Tällaiset tapaukset on pyritty karsimaan pois, jotta aika ei liikaa vääristyisi. Kauko-ohjauksen vaikutusten analysointi on tehty kohdassa 7.1.2.



Kuva 7.1. Keskimääräinen vian kesto osa-alueittain kolmella eri alueella.

Eri alueiden vioista voidaan sanoa, että vian korjaamiseen menee suurin osa vika-ajasta. Alueesta riippuen 41 – 48 % vian kokonaiskestosta on korjausaikaa. Tähän osa-alueeseen voidaan vaikuttaa sijoittamalla johdot sellaisiin paikkoihin, että vian sattuessa vikapaikalle päästään helposti tuomaan tarvittavat korjaustarvikkeet. Tämä tarkoittaa lähinnä johtojen siirtämistä pois metsästä.

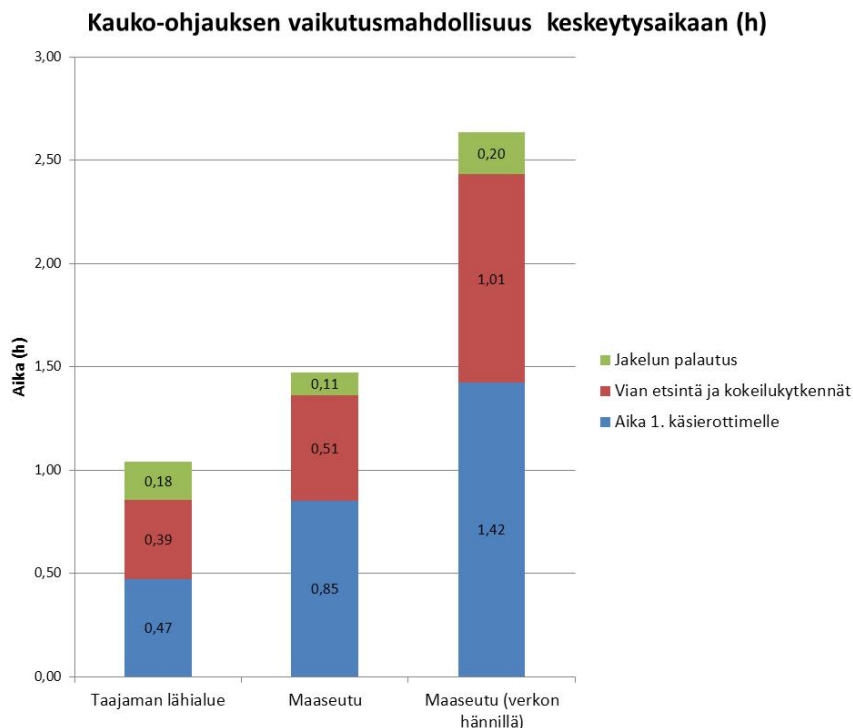
Suojaukseen ja operaattorien toimintaan ei voida juurikaan vaikuttaa, mutta kokonaiskestosta se muodostaa hyvin pienen osan (3 – 8 %). Aikaan, joka kuluu 1. käsierottimelle sekä vian etsintään voidaan vaikuttaa hyvinkin paljon kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden avulla. Aika 1. käsierottimelle muodostaa alueesta riippuen 25 – 28 % kokonaiskestosta ja se on jo huomattava osuus. Lisäksi kauko-ohjauksella voidaan vaikuttaa vian etsintään, koska jalkaisin partioitava alue pienenee kauko-ohjauksen lisääntyessä, sekä jakelun palautukseen kuluvaan aikaan. Nämä kaikki osa-alueet muodostavat jo merkittävän osan vian kokonaiskestosta. Kauko-ohjauksen vaikutuksia analysoidaan tarkemmin seuraavaksi.

7.1.2. Kauko-ohjauksen vaikutus vikojen kestoon

Kauko-ohjauksen lisäämisen kannattavuutta on perinteisesti arvioitu keskeytyskustannusten kautta. Maaseutumaisissa verkkoyhtiöissä on paikoitellen niin vähän kulutusta, etteivät keskeytyskustannusten kautta tehdyt tarkastelut osoittautu monessakaan tapa-

uksessa kannattavaksi. Toimitusvarmuuskriteeristö kuitenkin pohjautuu siihen, että jokaisella asiakkaalla tulisi olla riittävä sähkön toimitusvarmuus. Tässä työssä kauko-ohjauksen lisäämisen kannattavuutta lähdetäänkin analysoimaan sen pohjalta, miten paljon sillä voidaan pienentää asiakkaan keskeytysaikaa.

Edellä on analysoitu keskimääräistä vika-aikaa eri verkon osissa, joista on eroteltu ne osat, joihin voidaan kauko-ohjauksella vaikuttaa. Nämä osa-alueet ovat esillä tarkemmin kuvassa 7.2. Jakelun palautus ei vaikuta asiakkaan keskeytysaikaan, mutta myös siihen pystytään vaikuttamaan kauko-ohjauksella, jonka takia se on mukana kuvassa 7.2.



Kuva 7.2. Kauko-ohjauksen vaikutusmahdollisuus vian keskeytysaikaan. Jakelun palautus ei vaikuta asiakkaan kokemaan keskeytysaikaan.

Kauko-ohjauksen vaikutus asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin eri alueilla on esillä taulukossa 7.3. Luvut kuvaavat sitä aikaa, johon maksimissaan kauko-ohjauksella voidaan vaikuttaa. Viasta, vikapaikan sijainnista ja asiakkaan sijainnista riippuen kauko-ohjauksen vaikutus voi olla taulukon arvoja huomattavasti pienempikin. Vaikutus asiakkaiden kokemaan keskeytysaikaan riippuu myös kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden tiheydestä verkossa. Kauko-ohjauksen lisääminen vaikuttaa lisäksi operaattorin työmäärään, jolloin operaattorin osuus vika-ajasta kasvaa. Näiden huomioiminen kauko-ohjauksen absoluuttisen hyödyn arvioimisessa on erittäin hankalaa. Taulukon 7.3. arvot kuvaavat kuitenkin suurinta mahdollista kauko-ohjauksesta saatavaa hyötyä erilaisissa verkon osissa ja niitä käytetään myöhemmissä analyyseissä, kun arvioidaan kauko-ohjauksen vaikutusta asiakkaiden keskeytysaikaan.

Taulukko 7.3. Kauko-ohjauksen vaikutus eri alueilla operaattorin näkökulmasta (suluissa oleva arvo asiakkaan näkökulmasta).

	Taajaman lähialue	Maaseutu	Maaseutu (verkon häntäpäätä)
Kauko-ohjauksen vaikutus (h/vika)	1,04 (0,86)	1,47 (1,36)	2,63 (2,43)

Jos kauko-ohjaus lisätään jokaiselle käsikäyttöiselle erottimelle, voidaan vika rajata kahden kytkinlaitteen välille minuuteissa, kun sen rajaaminen nykyisellään kestään parhaimmassakin tapauksessa melkein tunnin. Tämä ei kuitenkaan taloudellisessa mielessä ole järkevää, joten niiden lisäämistä verkkoon täytyy tarkastella tapauskohtaisesti. Voidaan kuitenkin päätellä, että kauko-ohjauksen lisäämisellä voidaan vaikuttaa merkittävästi asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin. Kauko-ohjauksen lisääminen ei kuitenkaan yksinään riitä, jos suurhäiriöt lisääntyvät tulevaisuudessa.

Kohdassa 4.3 tehdyt tarkastelut osoittivat, että keskeytyskustannuksia tarkasteltaessa kannattavinta on kohdentaa toimenpiteitä lähelle sähköasemia, jolloin vaikutukset ovat suurimmat. Edellä saadut tulokset kuitenkin osoittavat, ettei verkon häntäpäätä voi jättää huomiotta, kun suunnitellaan toimenpiteitä. Kauko-ohjauksella voidaan keskimäärin pienentää asiakkaiden vikakeskeytysaikaa eniten juuri verkon häntäpäätä kohteissa.

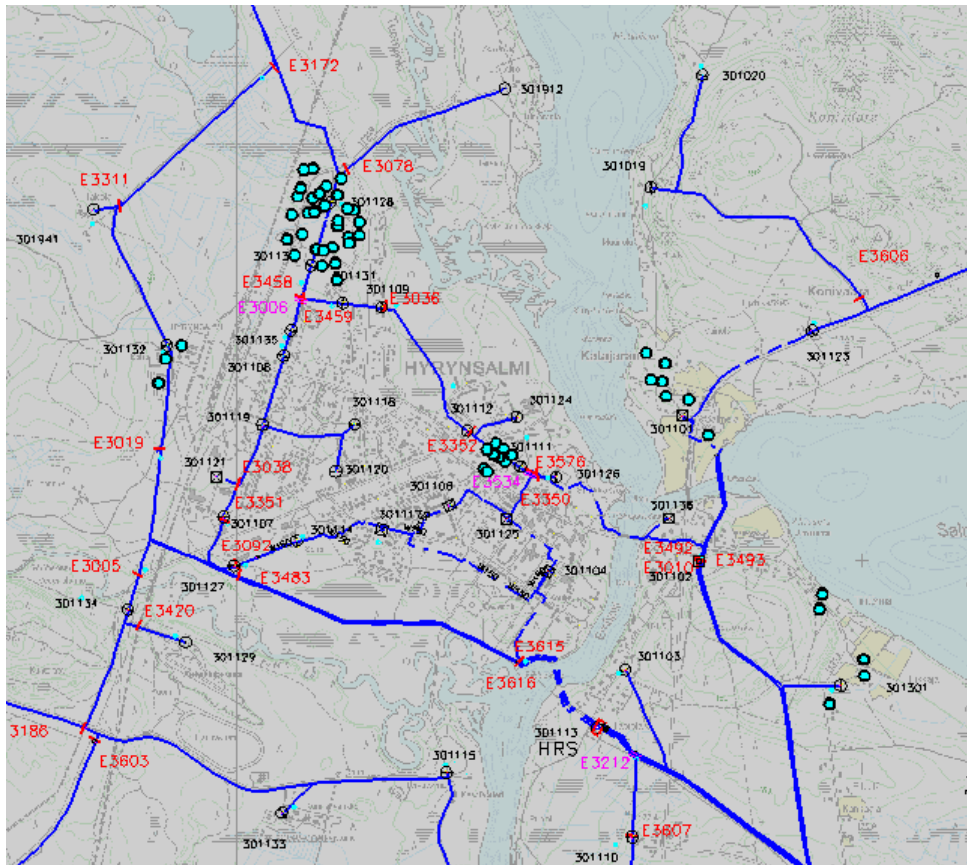
7.2. Ongelmallisimmat taajama-alueen kohteet

Taajama-alueilla ongelma-alueet ovat aikaisemmin tehtyjen tarkastelujen perusteella Paljakassa, Hyrynsalmella, Ukkohallassa ja Ristijärvellä. Pahin tilanne näistä alueista on Ristijärvellä, koska sinne sijoittuu suurin osa asiakkaista, joilla tavoitearvot ovat ylittyneet kolme tai kaksi kertaa tarkastelujakson aikana. Kuitenkin vain 3,8 %:lla kaikista taajama-asiakkaista tavoitearvo on ylittynyt enemmän kuin kerran, joten taajama-alueet eivät ole ongelmallisimpia kohteita EKS:n verkkoalueella.

Paljakan alueen tarkempi tarkastelu osoitti, että siellä alueella ongelmat ovat vain yhdessä muuntopiirissä, joka sijaitsee pitkän johtolähdön päässä. Tämä ongelma ratkeaa jakorajamuutoksella, jolloin tämä muuntopiiri tulee osaksi lyhyempää johtolähtöä. Tällä lyhyemmällä johtolähdöllä ei ole ollut tarkastelujakson aikana ongelmia 3 h:n tavoitetasoon saavuttamisessa. Investointikustannuksia ei tämän johdosta tule.

7.2.2. Hyrynsalmi

Hyrynsalmella ongelmana ovat taajama-alueen reunalla sijaitsevat asiakkaat, joilla tavoitearvot ovat ylittyneet kaksi tai kolme kertaa tarkastelujakson aikana. Kolme kertaa tavoitearvon ylittäneitä asiakkaita on vain neljä kappaletta ja kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneitä asiakkaita 46 kappaletta. Hyrynsalmen alue on esillä kuvassa 7.4., jossa on näkyvillä ne asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa neljän vuoden aikana.



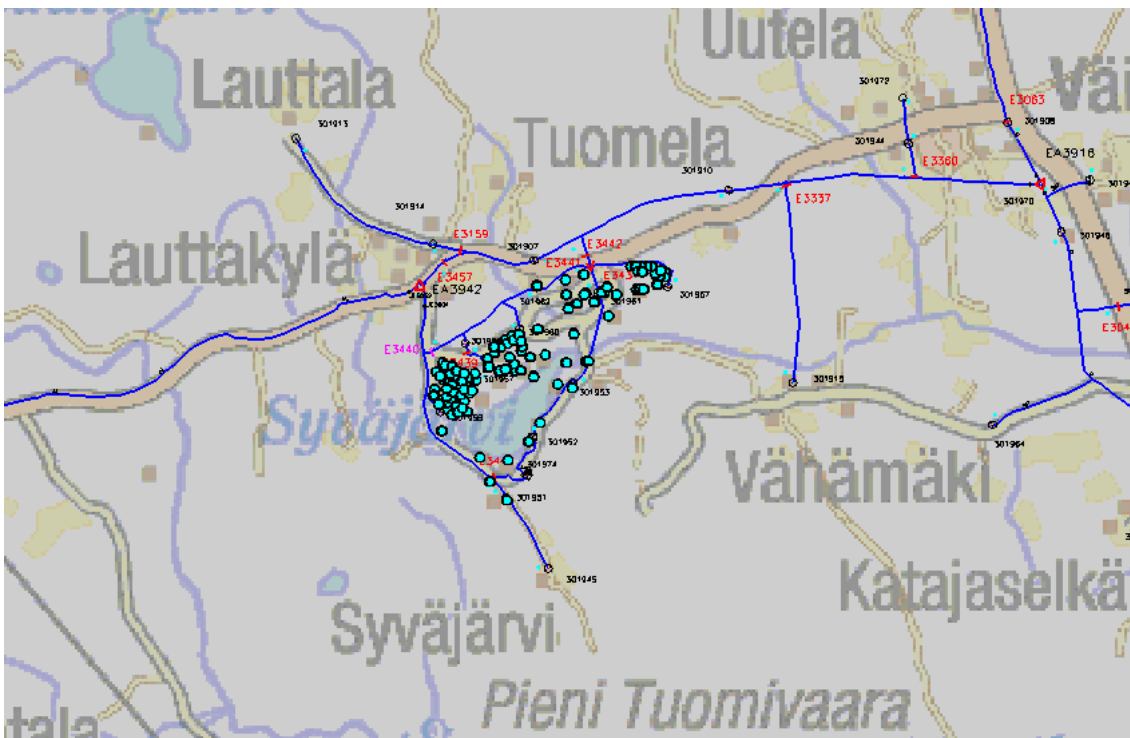
Kuva 7.4. Hyrynsalmen taajaman asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa tarkastelujakson aikana.

Taajaman reuna-alueilla olevat asiakkaat kokevat kauempana maaseudulla tapahtuvien vikojen vaikutukset, koska taajamalähtöjä ei ole erotettu omiksi lähdeikseen vaan taajamaa syöttävät johtolähdöt syöttävät myös maaseutuverkkoa. Hyrynsalmen alueella verkko on eri-ikäistä. Ilmajohdot on pääosin rakennettu 1960-luvulla ja kaapelit 1990- ja 2000-luvulla. Hieman vajaa puolet taajama-alueesta on jo kaapeloitu. Ongelmia kokeneet asiakkaat on liitetty avojohtoverkkoon eikä kaapeloitujen alueiden asiakkailla ole ollut tämän tarkastelujakson puitteissa ongelmia. Hyrynsalmella voitaisiin taajama-alueen asiakkaita syöttäville maaseutumaisille johtolähdöille asentaa kauko-ohjattavat kytkinlaitteet. Kauko-ohjattavat kytkinlaitteet tulisi sijoittaa taajama-alueiden reunalle, jolloin taajama-asiakkaille saataisiin vian sattuessa sähköt palautettua nopeasti. Tällaisia maaseutumaisia, taajamaa syöttäviä johtolähtöjä on Hyrynsalmella kolme kappaletta, jolloin niille asennettavat kauko-ohjattavat pylväskatkaisijat maksaisivat EMV:n määrit-

telemien yksikköhintojen mukaan 66 060 € ja kauko-ohjattavat erotinasemat (1 erotin/asema) 49 530 €. Näistä on apua vain, jos vika sattuu taajama-alueen ulkopuolella. Säävarmempi verkko taajama-alueella tarkoittaisi PAS-johtoa tai maakaapelia. Jos Hyrynsalmen taajama-alueelle asennettaisiin kokonaan säävarma verkko, tulisi alueella uusia kaiken kaikkiaan 11 km kj-ilmajohtoverkkoa. Keski-jännitepuolen lisäksi tulisi uusia samalla pj-puolen verkko. EMV:n yksikköhinnoilla tämän kj-ilmajohtomäärän korvaaminen PAS-johdolla (PAS95 tai suurempi) maksaisi 357 060 € ja maakaapelilla (150 – 185 maakaapeli) 696 740 € sisältäen asennuksen ja kaivuun taajama-alueella. EKS-v kaapeloi Hyrynsalmen taajama-alueen kokonaan seuraavan viiden vuoden aikana. PAS-johto ei ole järkevä ratkaisu taajama-alueilla, koska ilmajohtorakenteita on vaikea sijoittaa taajamiin.

7.2.3. Ukkohalla

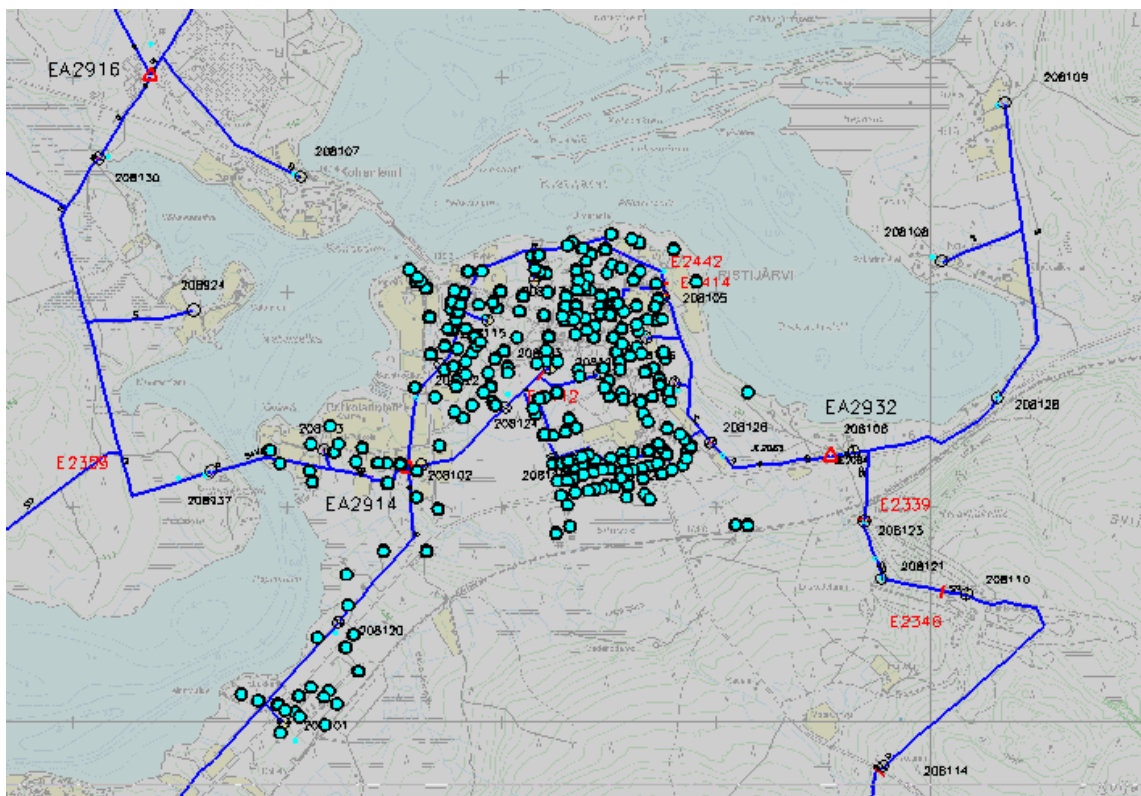
Ukkohallan alueella on kaikilla 252 asiakkaalla tapahtunut kaksi kertaa ylitys tarkastelujakson aikana. Tämä johtuu siitä, että Ukkohallan alue sijaitsee johtolähdön loppupäässä noin 20 km päässä sähköasemasta. Ukkohallan alue on esillä kuvassa 7.5., jossa on näkyvillä ne asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa neljän vuoden aikana.



hinnaksi tuli 422 470 €. Varasyöttöyhteys voidaan kytkeä kauko-ohjattavien erotinasemien avulla nopeasti, jolloin yhteys saadaan käyttöön minuuteissa. Varasyöttöyhteyden vaikutusta Ukkohallan alueen sähkön toimitusvarmuuteen voidaan analysoida tulevaisuudessa. Jos huomataan, että tämä varasyöttöyhteys ei riitä takaamaan asiakkaille riittävää sähkön toimitusvarmuutta, voidaan syöttävän lähdön alkupää saneerata tien varteen, jolloin vikamäärä karkeasti puolittuu. Tällöin saneerattavaa verkkoa olisi noin 17 km, jolloin hinnaksi Raven-johtolaadulla tulisi 371 960 €. Mikäli Ukkohallan alueen kulutus kasvaa nykyistä vauhtia tulevaisuudessakin, joudutaan alueelle rakentamaan uusi sähköasema alueen läheisyydessä kulkevan 110 kV-johdon alle.

7.2.4. Ristijärvi

Ristijärvellä ongelmat koskevat koko taajama-aluetta ja tällä alueella tilanne on pahin. Suurin osa sekä kolme että kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneistä asiakkaista (yhteensä 459 asiakasta) sijoittuu Ristijärven alueelle. Ristijärven alueella kaksi kertaa tavoitearvon ylittäneet asiakkaat ovat esillä kuvassa 7.6.



Kuva 7.6. Ristijärven taajaman asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kaksi kertaa tarkastelujakson aikana.

Ristijärven alueen asiakkaiden kokemat ylitykset johtuvat pääosin siitä, että Ristijärven taajamassa ei ole omaa sähköasemaa ja sähköasemat sijaitsevat kaukana Ristijärvestä. Lähin sähköasema sijaitsee noin 20 km päässä Ristijärvestä. Taajamaa voidaan kuitenkin syöttää vaihtoehtoisesti kolmelta sähköasemalta. Suurempien häiriöiden yhteydessä näissä varasyöttöyhteyksissä voi kaikissa olla vikoja ja koko taajama on tällöin

sähköttä. Ristijärvelle on tulossa tulevaisuudessa uusi sähköasema [36]. Uusi sähköasema parantaa merkittävästi taajama-alueen sekä myös Ristijärven lähialueiden sähkön toimitusvarmuutta. Uuden sähköaseman myötä taajama-alue voidaan syöttää omilla johtolähdöillään ja ympäröivät maaseutualueet omilla johtolähdöillään. Maaseutualueilla johtolähtöjen pituudet karkeasti puolittuvat, jolloin vikojen määrä asiakasta kohti pienenee noin puoleen. Myös Ristijärven lähellä olevilla maaseutualueilla on tapahtunut tavoitearvojen ylityksiä kolme kertaa tarkastelujakson aikana, jolloin uusi sähköasema parantaa myös näiden alueiden sähkön toimitusvarmuutta. Investoinnin kustannusarvio on noin 4 M€ sisältäen 110 kV:n voimajohdon rakentamisen ja tarvittavat jakeluverkon muutostyöt.

Jos verrataan uuden sähköaseman kustannuksia maakaapelointiin, niin noin 4 M€lla voitaisiin EMV:n yksikköhintojen mukaisesti kaapeloida (240 – 300 maakaapeli, asennus ja kaivuu) noin 70 km. Käytännössä matka olisi paljon lyhyempi, koska kaikki johdon varrella olevat muuntamot pitäisi saneerata samalla. Kaapeloinnin vaikutukset koskisivat lisäksi pienempää asiakasjoukkoa kuin uusi sähköasema. Uuden sähköaseman rakentaminen on kannattavampaa, kun otetaan huomioon sen tuomat vaikutukset asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen.

7.2.5. Yhteenveto taajama-alueista

Taajama-alueen asiakkailta tavoite 3 h ylittyy keskimäärin noin 5,4 h eli ylityksen suuruus on huomattava. Käytännössä 3 h:n tavoite kokonaiskeskeytysajassa edellyttää säävarmaa verkkoa eli PAS-johtoa tai maakaapelia. Taajama-alueilla käytetään maakaapelia ja taajama-alueiden reunalla voidaan käyttää myös PAS-johtoa. PAS-johto taajamien keskustoissa ei ole järkevä, koska ilmajohtorakenteita on vaikea sijoittaa näille alueille. Pelkällä kauko-ohjauksen lisäämisellä ei 3 h:n tavoite ole realistista saavuttaa, mutta sitä voidaan hyödyntää tietyissä tilanteissa. Esimerkiksi johtolähdöillä, jotka syöttävät sekä taajamaa että maaseutua, voidaan kauko-ohjauksella vaikuttaa taajama-asiakkaiden sähkön toimitusvarmuuteen ennen kuin verkko saneerataan. Varasyöttöyhteydet auttavat mahdollisissa vikatapauksissa, kuten Ukkohallan alueella, jos taajaman alueella ei ole omaa sähköasemaa. Ristijärven taajamaan tuleva uusi sähköasema parantaa taajama-alueen sekä maaseudun lähialueen sähkön toimitusvarmuutta. Taajamien osalta uudet sähköasemat sekä säävarma verkko auttavat toimitusvarmuuskriteeristön määrittämän 3 h:n tavoitearvon saavuttamisessa.

Toimenpiteet taajama-alueiden esimerkkikohteiden osalta on koottu taulukkoon 7.4. Jokaiselle esimerkkikohteelle on pyritty löytämään sopivimmat toimenpiteet tavoitearvojen saavuttamiseksi.

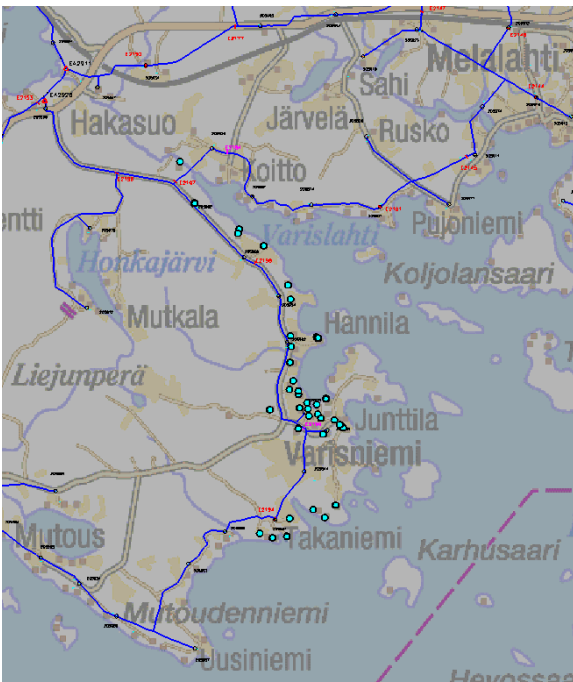
Taulukko 7.4. Taajama-alueen esimerkkikohteiden toimenpiteiden investointikustannukset.

Taajama-alue	Investointikustannus (€)
Paljakka	
- jakorajan muutos	0
Hyrynsalmi	
- pylväskatkaisijat (kauko-ohjaus)	66 060
- kauko-ohjattavat erottimet (1 kpl/asema)	49 530
- PAS-johto	357 060
- maakaapeli (kaivuu ja asennus)	696 740
Ukkohalla	
- varasyöttöyhteys ja erotinasemat	422 470
- lähdön alkupään saneeraus tien varteen	371 960
Ristijärvi	
- uusi sähköasema ja siihen liittyvät muutostyöt	n. 4 000 000

7.3. Ongelmallisimmat maaseutualueen kohteet

Verkkotietojärjestelmästä on paikannettu ne asiakkaat, joilla tavoitearvo on ylittynyt kolme kertaa tarkastelujakson aikana. Tarkastelut ja toimenpiteet on kannattavinta kohdistaa ensin pahimmille alueille, jotta investoinneista saadaan paras hyöty.

Osa maaseudun kohteista on sellaisia, joissa on tehty jo verkoston uusimista tarkastelujakson aikana (kuva 7.7.). Kuvassa 7.7. olevassa kohteessa on uusittu verkkoa vuoden 2008 aikana tien varteen sekä rakennettu pohjoispuolelta yhteys renkaaksi. Lisäksi vuonna 2010 on rakennettu varasyöttöyhteys toiseen johtolähtöön. Tällöin voidaan olettaa, että tällaisten kohteiden asiakkaiden osalta sähkön toimitusvarmuus on jo parantunut. Nämä kohteet osoittavat, että investoinnit on kohdennettu oikein ja EKSv:lla on ollut tietoa verkon nykytilanteesta jo ennen tämän työn tuloksia. Lisäksi on yksittäisiä asiakkaita, joilla ovat pj-puolen viat aiheuttaneet tavoitearvojen ylittymisen. Syynä pj-puolen vikoihin on pääosin avojohtoverkko, jota ei ole vielä muutettu AMKA:ksi tai maakaapeliksi. Tässä työssä keskitytään kuitenkin kj-verkon vikojen tarkasteluun, jolloin toimenpiteiden vaikutukset koskevat isompaa asiakasjoukkoa.



Kuva 7.7. Esimerkki maaseudun kohteesta, jonka verkkoa on saneerattu tien varteen ja rakennettu rengasyhteys tarkastelujakson aikana.

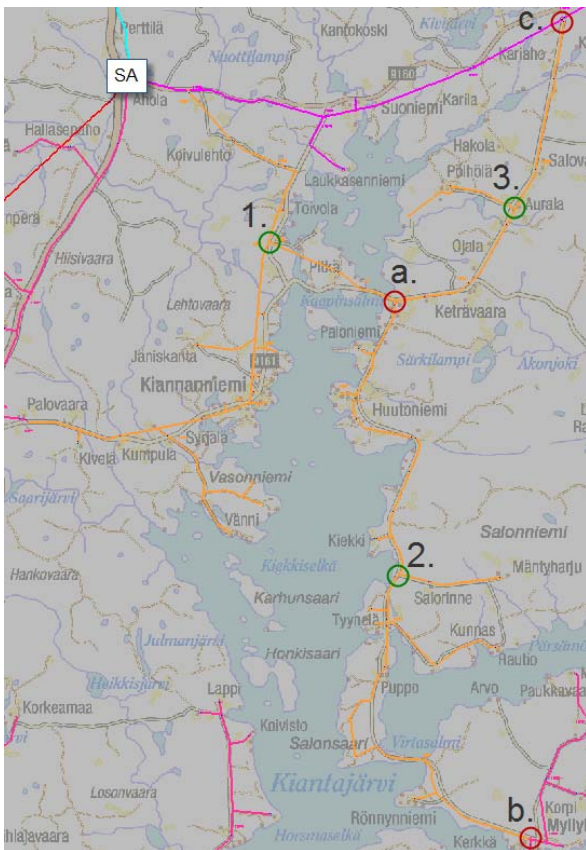
Maaseudun kohteita on sen verran monta, että jokaisen yksittäisen alueen tarkasteleminen erikseen ei ole mielekästä. Alueita tarkastelemalla on voitu erottaa neljänlaisia alueita, joista jokaisesta valitaan yksi esimerkkikohde, jota tarkastellaan tarkemmin. Esimerkkikohteita ovat: ranta-alueet, yksittäinen johtolähdön haara, kokonainen johtolähtö sekä verkon häntäpäätä. Maaseutualueilla kolme kertaa tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden keskimääräinen ylitys on 6,1 h, josta noin 95 % on aiheutunut kj-puolen keskeytyksistä. Tarkastelut tehdään kj-puolen osalta, jolloin vähennys vika-ajassa tulisi olla keskimäärin 5,8 h.

Toimenpiteiden vaikutusta asiakkaiden kokonaiskeskeytysaikaan voidaan arvioida, jos oletetaan vikojen todennäköisyyden olevan sama joka kohdassa verkkoa. Tällöin esimerkiksi kauko-ohjattavan erotinaseman sijoittaminen verkon solmupisteeseen vähentää tiettyjen asiakkaiden kokemaa vikakeskeytysaikaa sen mukaan, kuinka paljon verkkoa on erotinaseman jälkeen. Otetaan esimerkiksi kohde, jossa kauko-ohjattavan erotinaseman jälkeen on verkkoa yhteen suuntaan (suunta 1) 30 km ja toiseen suuntaan (suunta 2) 50 km. Vikataajuuden voidaan olettaa olevan esimerkiksi 5 vikaa/100 km vuodessa ja kauko-ohjauksella saatavan hyödyn 1 h/vika. Tällöin suunnalla 1 olevien asiakkaiden osalta kauko-ohjauksen avulla voidaan vähentää vuotuista vikakeskeytysaikaa $50 \text{ km} * 5 \text{ vikaa/100 km,a} * 1 \text{ h/vika} = 2,5 \text{ h/a}$. Suunnalla 2 olevilla asiakkailla vastaavasti vähennys olisi $30 \text{ km} * 5 \text{ vikaa/100 km,a} * 1 \text{ h/vika} = 1,5 \text{ h/a}$. Jos johto-osuudet saneerattaisiin esimerkiksi metsästä tienvarteen, vähentyisivät vikamäärät sen mukaan, kuinka paljon vikataajuus pienenee. Vikakeskeytysajat pienenisivät myös tämän myötä. Tällä periaatteella on tässä työssä arvioitu toimenpiteiden vaikutusta. Tämä on hyvin karkea menetelmä, mutta sillä pystytään kuitenkin arvioimaan vika-aikojen pienentymistä asiakkaalla.

7.3.1. Ranta-alueet

Kainuussa on vesistöä, jonka varrelle on sijoittunut lähinnä vapaa-ajan asuntoja. Näillä alueilla tuulen nopeus saattaa kohota niin suureksi, että etenkin myrskyjen aikana puut kaatuvat herkästi avojohtoverkon päälle. Nämä alueet korostuvat myös asiakaskohtaisten keskeytysten osalta. Verkkotietojärjestelmästä paikannetut asiakkaat, joilla on tapahtunut tavoitearvojen ylitys kolme kertaa tarkastelujakson aikana, sijoittuvat aika usein järvien rannoille.

Tarkastellaan tarkemmin yhtä ranta-alueen kohdetta, joka on esillä kuvassa 7.8. Kuvassa välillä (a.) – (c.) ja (a.) – 2. olevilla asiakkailla on tavoitearvo 6 h ylittynyt kolme kertaa neljän vuoden aikana. Näitä asiakkaita on 51 kappaletta. Toimenpiteiden vaikutuksia analysoidaan erityisesti näiden asiakkaiden osalta. Johtolähdön kokonaispituus on 78,1 km, josta avojohtoa on 76,3 km, PAS-johtoa 1,7 km ja maakaapelia 0,1 km. Asiakkaita johtolähdöllä on kaiken kaikkiaan 186 kpl ja vuotuinen energiamäärä 1459 MWh. Alueella kulutus on paljon omakotitalo- ja vapaa-ajan kulutusta, mutta myös muutama maatila löytyy alueelta. Vikataajuus tällä lähdöllä voidaan olettaa olevan lähteen [25] mukaan 7,5 vikaa/100 km vuodessa.



Kuva 7.8. Esimerkki järven rannalla sijaitsevasta kohteesta, jossa asiakkailla tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden aikana. Ongelmia ovat kokeneet asiakkaat väleillä (a.)-(c.) ja (a.)-2. (SA = sähköasema, punainen ympyrä = olemassa oleva kauko-ohjattava erotinasema, vihreä ympyrä = uusien kauko-ohjattavien erotinasemien mahdolliset sijainnit).

Olemassa olevien kauko-ohjattavien erotinasemien (a.), (b.) ja (c.) lisäksi kuvaan 7.8. on merkitty kolme uutta mahdollista paikkaa, joihin kauko-ohjattavan erotinaseman voisi sijoittaa. Sähköasemaa lähinnä oleva uusi erotinasema (numero 1) vähentäisi ongelmia tavoitetason ylittäneillä asiakkailla erotinaseman eteläpuoleisen verkon osalta. Jos vika sattuisi tällä erotinaseman eteläpuoleisella osalla, muille asiakkaille sähköt saataisiin palautumaan minuuteissa. Kauko-ohjauksen vaikutus keskeytysaikaan on keskimäärin 1,36 h/vika (maaseutu), joka on saatu kohdan 7.1.2 tulosten perusteella. Tämä aika kuvaa sitä, johon maksimissaan voidaan vaikuttaa. Vikatapauksesta riippuen kauko-ohjauksen vaikutus on todennäköisesti pienempi, mutta sen arvioiminen on vaikeaa.

Vikamäärä erotinaseman alapuoleisella osalla on 1,6 kappaletta vuodessa. Tämä tarkoittaisi, että keskimäärin tavoitetason ylittäneiden asiakkaiden kohdalta vuotuinen keskeytysaika vähenisi noin 2,2 h. Keskimääräisen ylityksen ollessa 5,8 h ei yhden erotinaseman lisääminen riitä tavoitetason saavuttamiseen.

Toisen erotinaseman lisääminen (numero 2) vähentäisi olemassa olevan erotinaseman (a.) ja toisen erotinaseman välillä olevien asiakkaiden osalta keskeytysaikaa keskimäärin 2,3 h vuodessa. Ottaen huomioon ensimmäisen erotinaseman tuomat vaikutukset, vähenee keskeytysaika välillä (a.) – 2. keskimäärin 4,5 h. Toisenkaan erotinaseman lisääminen ei riittävästi pienennä keskeytysaikaa. Alueen (a.) – (c.) asiakkaiden keskeytysaikaan ei toisen erotinaseman lisääminen vaikuta.

Kolmannen erotinaseman lisääminen (numero 3) vähentäisi välillä (a.) – (c.) olevien asiakkaiden keskeytysaikaa keskimäärin 0,7 h. Kokonaisvähennys on tällöin vuotuisessa keskeytysajassa keskimäärin 2,9 h. Lisää toimenpiteitä tarvitaan edelleen, koska vähennys keskeytysajassa ei teoreettisesti ole riittävä.

Sähköasemalta lähdettäessä avojohto kulkee tällä hetkellä metsässä. Tämän osuuden uusiminen tien varteen erotinasemaan (a.) asti (noin 11,6 km) vähentäisi vika-aikaa ongelmia kokeneiden asiakkaiden osalta keskimäärin 2,1 h. Tämän jälkeen vikojen kokonaiskeston vähennys on välillä (a.) – 2. keskimäärin 6,6 h ja välillä (a.) – (c.) keskimäärin 5,0 h. Alueen (a.) – 2. asiakkailta saavutetaan näillä toimenpiteillä keskimäärin riittävä vähennys keskeytysajassa.

Tarkastellaan seuraavaksi tarkemmin väliä (a.) – (c.). Kauko-ohjauksen lisäämisellä ei voida teoreettisesti saavuttaa 6 h:n tavoitearvoa, joten muita keinoja täytyy ottaa käyttöön. Yhden vian voidaan olettaa kestävän 3,19 h (maaseutu). Tämä välin saneeraaminen tien varteen (noin 10,2 km) vähentäisi vika-aikaa tämän välin asiakkailta keskimäärin 3,8 h, jolloin kokonaisvähennys on keskimäärin 8,8 h. Saneerauksen takia kolmannen erotinaseman lisääminen verkkoon ei ole enää kannattavaa. Kokonaisvähennys keskeytysajassa ilman kolmatta erotinasemaa on 8,1 h.

Kaiken kaikkiaan pitäisi lisätä 2 erotinasemaa sekä saneerata 21,8 km tien varteen (Raven-johto), jotta tavoitearvon ylittäneiden asiakkaiden osalta tavoitearvo 6 h voidaan saavuttaa. Investointikustannus EMV:n hinnoilla on 524 914 €. Näiden toimenpiteiden vaikutukset ovat koottuna taulukossa 7.5.

Taulukko 7.5. Ranta-alueen kohteen investointikustannukset ja niiden avulla saavutettu arvioitu vähennys vika-ajassa sekä vaikutusalueella olevien asiakkaiden määrä.

Alue	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Asiakasmäärä (kpl)	Investointikustannus (€)
(a.) - 2.	6,6	29	524 914
(a.) - (c.)	8,1	22	
Keskiarvo	7,4	51	

Taulukkoon 7.6. on eritelty, millainen vaikutus investoinnilla on keskeytysaikaan. Vaikutus keskeytysaikaan on erilainen eri alueen asiakkailta, joten taulukon arvo kuvaa sitä, kuinka paljon parhaimmillaan voidaan vaikuttaa asiakkaan keskeytysaikaan.

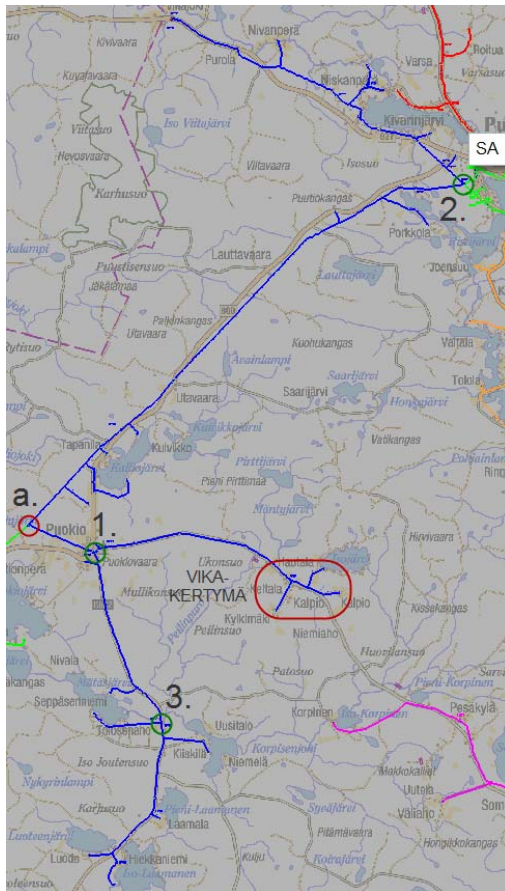
Taulukko 7.6. Ranta-alueen esimerkkikohteen toimenpiteet tavoitearvon 6 h saavuttamiseksi sekä vaikutusalueella olevien asiakkaiden määrä.

Toimenpide	Investointikustannus (€)	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys keskeytysajassa maksimissaan (h)
1. erotinaseman lisääminen	16 510	51	2,2
2. erotinaseman lisääminen	31 420	29	2,3
Lähdön alkupään saneeraus tien varteen	253 808	51	2,1
Välin (a.)-(c.) saneeraus tien varteen	223 176	22	3,8
yht.	524 914	51	ka. 7,4

Kauko-ohjattavien erotinasemien lisäämisellä voidaan pienentää asiakkaiden kokemaa keskeytysaikaa, mutta niiden lisäämisellä ei teoreettisesti voida saavuttaa toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemää riittävää sähkön toimitusvarmuutta. Tien varteen saneeraamisella, etenkin sähköasemalta lähdetäessä, pystytään yhdessä kauko-ohjauksen kanssa teoreettisesti saavuttamaan riittävä sähkön toimitusvarmuus ongelmia kokeneilla asiakkailla. Toimenpiteiden kustannusvaikutukset olisivat johtolähdön kulu- tukseen nähden keskimäärin 0,36 €/kWh.

7.3.2. Johtolähdön haara

Verkosta löytyy yksittäisiä johtolähdön haaroja, joilla sijaitsevilla asiakkailta tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden tarkastelujakson aikana. Yksi tällainen kohde on esillä kuvassa 7.9. Kauko-ohjattavan erotinaseman (a.) jälkeisellä osalla sijaitsevat ongelmia kokeneet asiakkaat, joita on yhteensä 88 kappaletta. Johtolähdöllä on kaiken kaikkiaan 266 kpl ja vuotuinen energiamäärä 1855 MWh. Kulutus on pääosin vapaa-ajan asutusta ja omakotitaloasutusta, mutta myös pari isompaa maatilaa löytyy. Johtolähdön kokonaispituus on 83,6 km, josta avojohtoa on 82,3 km ja PAS-johtoa 1,3 km. Vikataajuuden voidaan olettaa olevan 7,5 vikaa/100 km vuodessa [25].



Kuva 7.9. Esimerkki johtolähdön haarasta, jonka asiakkailta tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden aikana. Ongelmia ovat kokeneet erotinaseman (a.) jälkeiset asiakkaat. (SA = sähköasema, punainen ympyrä = olemassa oleva kauko-ohjattava erotinasema, vihreä ympyrä = uusien kauko-ohjattavien erotinasemien mahdolliset sijainnit).

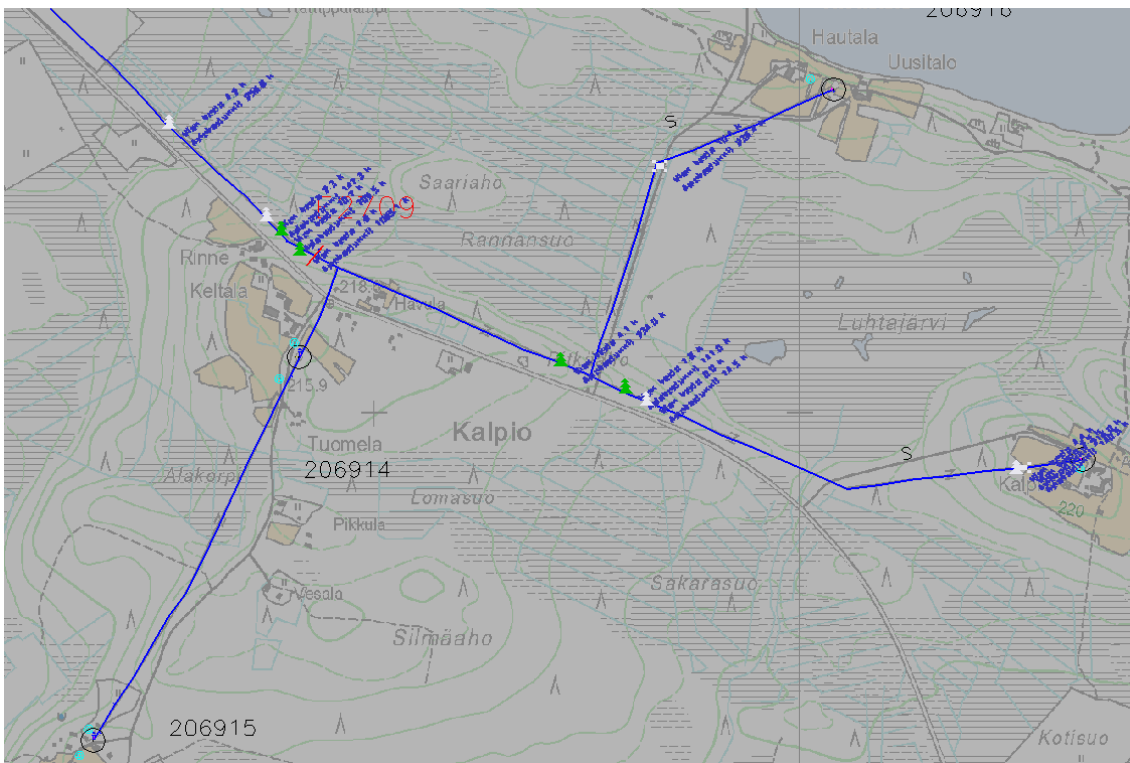
Kauko-ohjattava erotinasema (a.) sijaitsee tällä hetkellä keskellä metsää eikä sen nykyinen sijainti ole optimaalinen verkon kannalta. Kulutus painottuu tien varteen, jolloin erotinaseman nykyinen sijainti ei ole perusteltua asiakkaiden sijainnin mukaan. Erotinaseman siirto kohtaan 1. parantaa mahdollisuutta pienentää vikojen vaikutusalueen haaran asiakkaiden osalta sekä samalla osa johdosta saadaan metsästä tien varteen. Erotinaseman siirron yhteydessä laitteistoon tulisi lisätä yksi erotin, jotta erottaminen jokaiseen suuntaan olisi mahdollista. Haara sijaitsee maaseudulla, jolloin kauko-

ohjauksen vaikutus keskeytysaikaan on keskimäärin 1,36 h/vika, joka on saatu kohdan 7.1.2 tulosten perusteella. Uudelle paikalle laitettu kauko-ohjattava erotinasema pienentäisi vika-aikaa erotinaseman eteläpuolella olevien asiakkaiden osalta keskimäärin 1,2 h vuodessa ja erotinaseman itäpuolella olevien asiakkaiden osalta 2,2 h. Tavoite on, että vähennys keskeytysajassa olisi vähintään 5,8 h. Näin ollen tarvitaan lisää toimenpiteitä, jotta tämä vähennys saavutettaisiin.

Toisen erotinaseman lisääminen (numero 2.) pienentäisi kaikkien haaran asiakkaiden osalta keskeytysaikaa keskimäärin 1,1 h. Tässä tulee ottaa huomioon, että erotinasema sijaitsee lähellä taajamaa, jolloin kauko-ohjauksen vaikutus vika-aikaan on 0,86 h/vika. Näin ollen kokonaisvähennys on eteläpuolen osalta keskimäärin 2,3 h ja itäpuolen osalta keskimäärin 3,3 h. Näillä toimenpiteillä ei voida teoriassa saavuttaa tarvittavaa vähennystä keskeytysajassa.

Kolmannen erotinaseman lisääminen (numero 3.) auttaa eteläpuolen asiakkaita vähentämällä vika-aikaa keskimäärin 1,1 h vuodessa. Tämä vähennys koskee vain eteläpuolen alkupään asiakkaita, koska haaran loppupäässä ei ole varasyöttöyhteyttä. Eteläpuolen alkupään asiakkaiden osalta kokonaisvähennys on kolmannen erotinaseman jälkeen 3,4 h. Lopuilla eteläpuolen asiakkailta vähennys on edelleen 2,3 h. Tämän tarkastelun perusteella vaikuttaa, että pelkkä kauko-ohjauksen lisääminen ei auta saavuttamaan 6 h:n tavoitearvoa.

Verkon haaran tarkempi tarkastelu osoitti, että haaran itäpuoleisella osalla on vikakertymä johdon loppupäässä. Tämän alueen viat ovat esillä kuvassa 7.10 ja siinä ovat mukana kaikki viat aina vuodesta 2004 lähtien. Nämä viat ovat vaikuttaneet kaikille ongelmia kokeneille asiakkaille nykyisen erotinaseman sijainnin takia.



Kuva 7.10. Vikakertymä johtolähdön haaran päässä.

Tarkastelujakson aikana kuvan 7.10. alueella on sattunut kolme vikaa, jotka ovat olleet kestoltaan keskimäärin 6,8 h. Asiakastunteja on aiheutunut yhdestä viasta keskimäärin 488 h. Alueella on vähän kulutusta, jolloin sen saneeraaminen 1000 V tekniikalla on mahdollista. Saneerauksen jälkeen muiden haaran asiakkaiden vikamäärät ja –kestot pienenisivät. Myös kuvan 7.10. alueen asiakkailla todennäköisesti tilanne paranee saneerauksen jälkeen ja tavoitetaso 6 h on mahdollista saavuttaa. Tämän vikakertymän saneeraus vähentäisi keskeytysaikaa ongelmia kokeneilla asiakkailla keskimäärin 5,1 h, jolloin ollaan jo lähellä tarvittavaa 5,8 h vähennystä. Erotinaseman siirron ja saneerauksen jälkeen päästäisiin teoriassa toimitusvarmuuskriteerien määrittelemään tasoon. Uusia erotinasemia ei näin ollen välttämättä tarvittaisi.

Saneerattavaa verkkoa olisi kaiken kaikkiaan noin 4,0 km, jolloin sen hinnaksi tulisi EMV:n yksikköhinnoilla 69 680 € (AMKA 70) tai 90 760 € (0,4 kV 70 maakaapeli, kaivuu ja asennus). Toimenpiteet on koottu taulukkoon 7.7. Toimenpiteiden kustannusvaikutukset olisivat johtolähdön kulutukseen nähden keskimäärin 0,04/0,05 €/kWh.

Taulukko 7.7. Johtolähdön haaran esimerkkikohteen investointikustannukset ja niiden avulla saatava vähennys kokonaiskeskeytysajassa, kun vikakertymä otetaan huomioon. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen toimenpiteet vaikuttavat. (etelä = kauko-ohjattavan erotinaseman eteläpuolen asiakkaat, itä = kauko-ohjattavan erotinaseman itäpuolen asiakkaat)

Toimenpide	Investointikustannus (€)	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys keskeytysajassa maksimissaan (h)
Erotinaseman siirto			
- 1 uusi erotin	16 510	89	etelä 1,2 / itä 2,2
- uusi erotinasema (4 erotinta)	41 190	89	etelä 1,2 / itä 2,2
Vikakertymäalueen saneeraus			
- AMKA 70	69 680	89	5,1
- 70 maakaapeli	90 760	89	5,1
yht.	max. 131 950	89	etelä 6,3 / itä 7,3

Jos vikakertymää ja sen vaikutuksia asiakkaiden keskeytysaikoihin ei otettaisi huomioon, voitaisiin tarkastella kauko-ohjattavien erotinasemien lisäksi sähköaseman lähellä olevaa verkkoa. EKSV:n tavoiteverkkosuunnitelmassa on määritetty, että erotinasemien 1. ja 2. väli on luokiteltu kuuluvaksi runkoverkkoon. Tämä väli on tarkoitus tulevaisuudessa saneerata tien varteen ja johtolaatuna käytetään Al 132:sta, jotta sähköasemien väliset varasyöttöyhteydet pystytään turvaamaan. Saneerattavaa verkkoa on yhteensä 26,3 km, jolloin vähennys vikamäärässä johtolähdön osalta on 1,4 vikaa vuodessa. Vian keston voidaan arvioida olevan keskimäärin 3,19 h (maaseutu), jolloin vähennys vikojen kokonaiskeskeytysajassa on ongelmia kokeneilla asiakkailla keskimäärin 4,5 h. Tämä huomioon ottaen eteläpuolen asiakkailla kokonaisvähennys on keskimäärin 6,8 h, joka kuvaa haaran lopussa sijaitsevan asiakkaan kokonaisvähennystä. Itä-

puolen asiakkailla keskimääräinen vähennys on 7,8 h. Tämän saneerauksen takia ei ole kannattavaa lisätä kolmatta erotinasemaa, koska se auttaa vain eteläpuoleisen haaran alkupään asiakkaita eikä sekään takaa näille asiakkaille riittävää sähkön toimitusvarmuutta. Taulukkoon 7.8. on koottu ehdotetut toimenpiteet.

Taulukko 7.8. Johtolähdön haaran esimerkkikohteen investointikustannukset ja niiden avulla saatava vähennys kokonaiskeskeytysajassa, kun vikakertymää ei oteta huomioon. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen toimenpiteet vaikuttavat. (etelä = kauko-ohjattavan erotinaseman eteläpuolen asiakkaat, itä = kauko-ohjattavan erotinaseman itäpuolen asiakkaat)

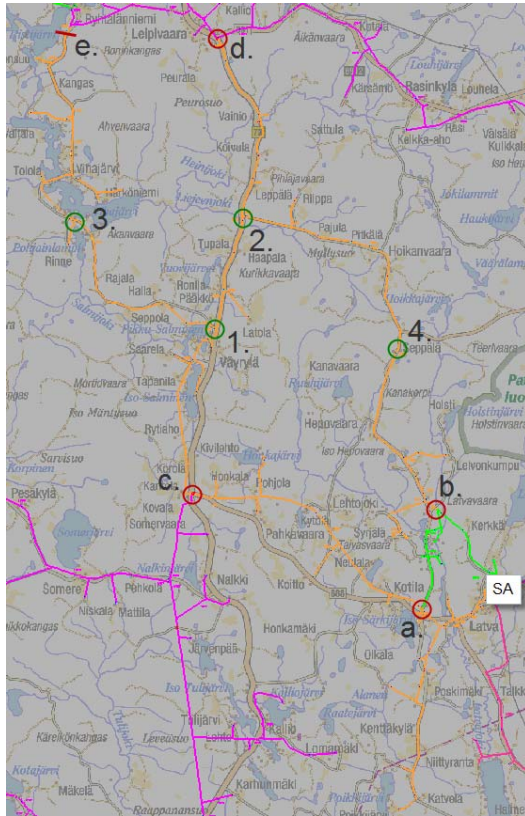
Toimenpide	Investointikustannus (€)	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys keskeytysajassa maksimissaan (h)
Erotinaseman siirto			
- 1 uusi erotin	16 510	89	etelä 1,2 / itä 2,2
- uusi erotinasema (4 erotinta)	41 190	89	etelä 1,2 / itä 2,2
2. erotinaseman lisääminen	16 510	89	1,1
Lähdön alkupään saneeraus tien varteen	761 385	89	4,5
yht.	max. 819 085	89	etelä 6,8 / itä 7,8

Yllä ehdotettujen toimenpiteiden kustannusvaikutukset olisivat johtolähdön kulutukseen nähden keskimäärin 0,44 €/kWh eli noin kymmenen kertaa enemmän verrattuna siihen, jos keskityttäisiin vikakertymän ongelmien ratkaisemiseen. Teoriassa sekä käytännössä suurin hyöty saataisiin, jos keskitytään vikakertymään. Erotinaseman siirron ja vikakertymäalueen saneerauksen myötä ongelmia kokeneet asiakkaat voivat teoriassa saavuttaa vaadittavan sähkön toimitusvarmuuden.

7.3.3. Johtolähtö

Tarkasteluissa löytyi yksi kokonainen johtolähtö, jonka melkein kaikilla asiakkailta on ollut sähkön toimitusvarmuudessa ongelmia tarkastelujakson aikana. Kun tarkasteluita jatkettiin niiden asiakkaiden osalta, joilla tavoitearvot ovat ylittyneet kaksi kertaa neljän vuoden aikana, näissä tarkasteluissa löytyi enemmän sellaisia kohteita, joissa kokonaisilla johtolähdöillä on ollut ongelmia. Tämän takia on hyvä tarkastella myös kokonaista johtolähtöä, vaikka vain yhden johtolähdön asiakkailta tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa tarkastelujakson aikana.

Kuvan 7.11. lähdöllä erotinaseman (c.) jälkeisellä osalla sijaitsevat ongelmia kokeneet asiakkaat, joita on yhteensä 275 kpl. Lähdön kokonaispituus on 99,6 km, joka on kokonaan avojohtoa. Asiakkaita on 393 kpl ja vuotuinen energiankulutus 3521 MWh. Kulutus on pääosin vapaa-ajan kulutusta ja omakotitalokulutusta. Vikataajuuden tällä lähdöllä voidaan olettaa olevan 7,5 kpl/100 km vuodessa [25].



Kuva 7.11. Esimerkki johtolähdöstä, jonka asiakkailta tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden aikana. Ongelmia ovat kokeneet erotinaseman (c.) jälkeiset asiakkaat. (SA = sähköasema, punainen ympyrä = olemassa olevat kauko-ohjattavat erotinasema, vihreä ympyrä = uusien kauko-ohjattavien erotinasemien mahdolliset sijainnit, punainen viiva = käsikäyttöinen erotin).

Johtolähdön varrelle on asennettu jo neljä erotinasemaa, joista ei ole juurikaan apua ongelmia kokeneille asiakkaille. Nykyiset erotinasemat on asennettu jakorajoille ja niistä hyötyvät sähköaseman lähellä olevat asiakkaat. Kauempana sähköasemasta olevat asiakkaat ovat kokeneet ongelmia, joten lähdetään aluksi tarkastelemaan kahden uuden kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutuksia asiakkaiden keskeytysaikoihin.

Tarkastellaan ensin ensimmäisen erotinaseman (numero 1.) vaikutusta asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin. Erotinaseman vaikutukset ovat asiakkailta erilaisia, joten vaikutuksia täytyy analysoida lähdön eri osien osalta erikseen. Tarkastellaan alueita

- (c.) – 1.
- 1. – (e.)
- 1. – 2.
- 2. – (d.)
- 2. – (b.)

Ensimmäisen erotinaseman vaikutukset asiakkaiden keskeytysaikaan ovat esillä taulukossa 7.9. Taulukon arvot on saatu olettamalla kauko-ohjauksen vaikutuksen olevan 1,36 h/vika (kohdan 7.1.2 mukaan).

Taulukko 7.9. Ensimmäisen kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutukset eri alueiden asiakkaiden keskeytysaikoihin. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen erotinaseman lisääminen vaikuttaa.

Alue	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Investointikustannus (€)
(c.) - 1.	47	6,1	31 420
1. - (e.)	79	4,9	
1. - 2.	12	3,6	
2. - (d.)	20	3,6	
2. - (b.)	117	3,6	

Ensimmäisen erotinaseman lisääminen takaisi alueen (c.) – 1. asiakkaille keskimäärin riittävän sähkön toimitusvarmuuden toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemien tavoitteiden mukaan. Muiden asiakkaiden osalta täytyy vielä toimenpiteitä tehdä, jotta tavoitetaso 6 h voidaan saavuttaa.

Tarkastellaan toisen erotinaseman (numero 2.) vaikutusta asiakkaiden keskeytysaikoihin. Toinen erotinasema jakaa alueen 1. – (d.) – (b.) pienempiin osiin. Toisen erotinaseman vaikutukset näkyvät vain tällä alueella, jos ensimmäinen erotinasema on lisätty jo verkkoon. Alueisiin (c.) – 1. ja 1. – (e.) toisella erotinasemalla ei tällöin ole vaikutusta. Toisen erotinaseman vaikutukset asiakkaiden keskeytysaikoihin ovat esillä taulukossa 7.10. Taulukon 7.10. arvot on saatu olettamalla, että verkkoon ei ole asennettu muita erotinasemia.

Taulukko 7.10. Toisen kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutukset eri alueiden asiakkaiden keskeytysaikoihin. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen erotinaseman lisääminen vaikuttaa.

Alue	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Investointikustannus (€)
(c.) - 1.	47	3,1	31 420
1. - (e.)	79	3,1	
1. - 2.	12	3,1	
2. - (d.)	20	6,5	
2. - (b.)	117	5,0	

Pelkästään toisen erotinaseman lisääminen verkkoon takaisi alueen 2. – (d.) asiakkaille riittävän sähkön toimitusvarmuuden toimitusvarmuuskriteeristön mukaan. Alueella 2. – (b.) päästäisiin kuitenkin jo lähelle tätä 6 h:n tavoitearvoa. Näiden tarkasteluiden valossa kannattaisi ensin investoida ensimmäinen erotinasema. Tällöin alueilla, joilla ei saavuteta riittävää vähennystä keskeytysajasta, jäätäisiin keskimäärin 1,9 h tavoitearvos-

ta. Toisen erotinaseman lisääminen ensin jättäisi alueiden asiakkaat keskimäärin 2,2 h päähän tavoitearvosta. Molempien erotinasemien vaikutukset kokonaisuudessaan asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin ovat esillä taulukossa 7.11. Taulukon 7.11. perusteella voidaan sanoa, että kahden alueen osalta näiden kahden kauko-ohjattavan erotinaseman lisääminen ei riitä saavuttamaan toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemää 6 h:n tavoitearvoa.

Taulukko 7.11. Kahden kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutukset eri alueiden asiakkaiden keskeytysaikoihin. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen erotinasemien lisääminen vaikuttaa.

Alue	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Investointikustannus (€)
(c.) - 1.	47	6,1	62 840
1. - (e.)	79	4,9	
1. - 2.	12	6,7	
2. - (d.)	20	6,5	
2. - (b.)	117	5,0	

Alueiden 1. – (e.) ja 2. – (b.) puoleen väliin voidaan vielä lisätä kauko-ohjattavat erotinasemat, jolloin alueen 1. – (e.) asiakkaille vähennys keskeytysajassa on keskimäärin 1,2 h ja alueen 2. – (b.) asiakkaille keskimäärin 1,2 h. Kohdassa (e.) on kuitenkin vain käsiohjattava erotin, joka sijaitsee taajaman reunalla. Näin ollen varasyöttöyhteyden kytkeminen kestää vian sattua muutamien minuuttien sijaan noin 0,47 h/vika (taajaman lähialue). Arvio on saatu kohdan 7.1.2 tulosten perusteella. Tämä pienentää kolmannesta erotinasemasta saatavaa hyötyä alueen 3. – (e.) osalta, jolloin vähennys on keskimäärin 0,8 h. Näiden kauko-ohjattavien erotinasemien lisäämisen seurauksena voidaan päästä myös näillä kahdella alueella toimitusvarmuuskriteeristön määrittelemään 6 h:n tavoitetasoon. Vaikka alueella 3. – (e.) kokonaisvähennys on keskimäärin 5,7 h, on se jo lähellä tarvittavaa 5,8 h vähennystä. Kaikkien erotinasemien asennuksien jälkeen vähennys keskeytysajassa eri alueilla on esillä taulukossa 7.12.

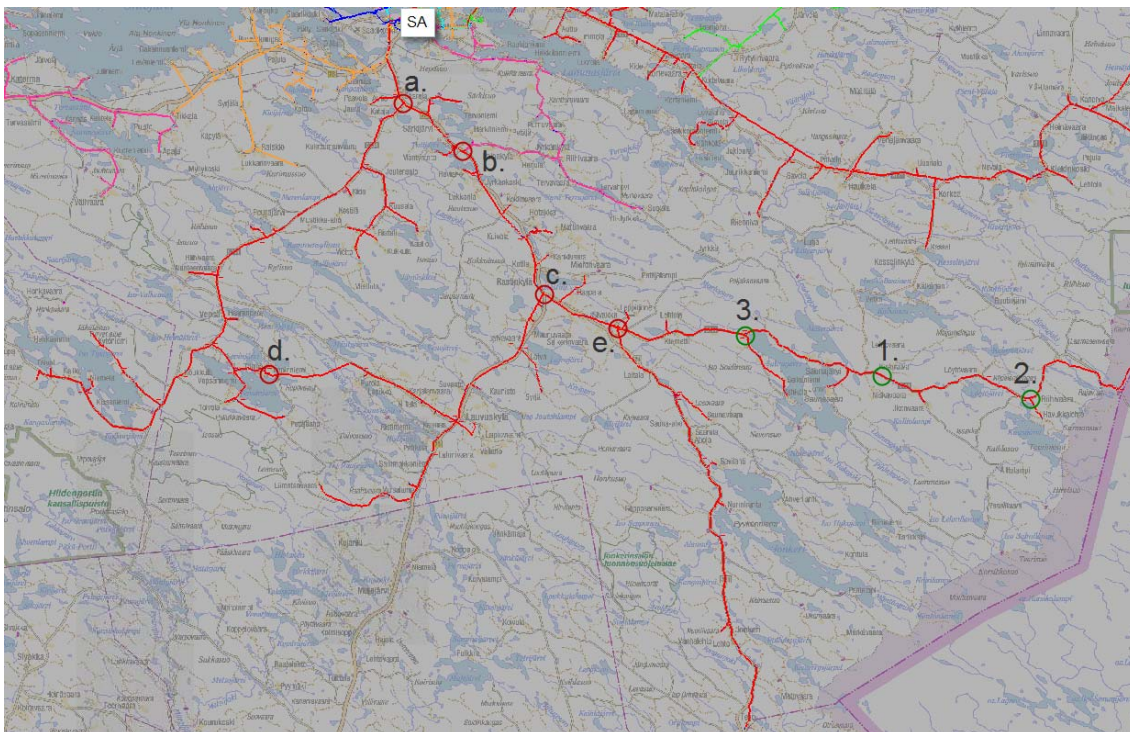
Taulukko 7.12. Neljän kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutukset eri alueiden asiakkaiden keskeytysaikoihin. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen erotinasemien lisääminen vaikuttaa.

Alue	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Investointikustannus (€)
(c.) - 1.	47	6,1	95 860
1. - (e.)	79	6,1	
1. - 2.	12	6,7	
2. - (d.)	20	6,5	
2. - (b.)	117	6,2	

Vaikka tarkastelut tehtiin vain sen verkon osan osalta, jonka asiakkailta on tavoitearvo ylittynyt kolme kertaa tarkastelujakson aikana, myös lähdön alkupään verkon saneeraus parantaa näiden ongelmia kokeneiden asiakkaiden sähkön toimitusvarmuutta. Näitä vaikutuksia ei kuitenkaan ole tässä työssä analysoitu vaan analyysit on keskitetty ongelmia kokeneiden asiakkaiden verkon osalle. Tässä esimerkkikohteessa pelkkä kauko-ohjauksen lisääminen riittää teoriassa tarvittavan sähkön toimitusvarmuuden saavuttamisessa. Toimenpiteiden kustannusvaikutukset olisivat johtolähdön kulutukseen nähden keskimäärin 0,03 €/kWh.

7.3.4. Verkon häntäpäätä

Ongelmallisimmat kohteet sijaitsevat verkon hännillä, joissa on vähän kulutusta eikä mahdollisuutta varasyöttöyhteyksiin. Näillä alueilla muuntamoita on harvassa ja muuntopiireissä on vain muutama asiakas. Yksi esimerkki tällaisesta kohteesta on esillä kuvassa 7.12. Erotinaseman (e.) itäpuoleisen alueen asiakkailta ovat tavoitearvot ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden tarkastelujakson aikana. Näitä asiakkaita on yhteensä 32 kappaletta. Haaran pituus on noin 45 km, jolloin haaralla on keskimäärin yksi asiakas 1,4 km välein. Koko johtolähdön kokonaispituus on 223 km ja asiakkaita kaikkiaan 319 kpl. Vuotuinen energiankulutus on 2640 MWh. Vikataajuuden voidaan olettaa olevan 7,5 kpl/100 km vuodessa [25]. Kohde sijaitsee verkon hännillä, jolloin kauko-ohjauksen vaikutus on noin 2,43 h/vika (maaseutu, verkon hännillä).



Kuva 7.12. Esimerkki verkon häntäpäädästä, jonka asiakkailta tavoitearvot ovat ylittyneet kolme kertaa neljän vuoden aikana. Ongelmia ovat kokeneet erotinaseman (e.) itäpuolella sijaitsevat asiakkaat. (SA = sähköasema, punainen ympyrä = olemassa olevat kauko-ohjattavat erotinasema, vihreä ympyrä = uuden kauko-ohjattavan erotinasemien mahdollinen sijainti).

Kauko-ohjausta voidaan lisätä itäpuoleisen haaran osalta asentamalla verkkoon kauko-ohjattava erotinasema kohtaan 1. Alueen (e.) – 1. osalta vähennys keskeytysajassa on 4,1 h. Uuden erotinaseman jälkeisellä osalla keskeytysaika pysyy samana, koska varasyöttöyhteyttä ei ole käytettävissä. Toisen kauko-ohjattavan erotinaseman lisääminen verkon häntäpäähän vähentää alueen 1. – 2. asiakkaiden keskeytysaikaa keskimäärin 2,1 h vuodessa. Haaran alkupään asiakkaiden keskeytysaikaan toisella erotinasemalla ei ole vaikutusta. Kolmas erotinasema vähentää alueen (e.) – 3. osalta keskeytysaikaa keskimäärin 2,1 h, jolloin tämän alueen asukkailla kokonaisvähennys on 6,2 h. Kolmen kauko-ohjattavan erotinaseman lisäämisen jälkeen vain alueen (e.) – 3. asiakkaiden on riittävä sähkön toimitusvarmuus toimitusvarmuuskriteeristön määritelmien mukaan. Näiden toimenpiteiden vaikutukset on koottu taulukkoon 7.13.

Taulukko 7.13. Kolmen kauko-ohjattavan erotinaseman vaikutukset eri alueiden asiakkaiden keskeytysaikoihin. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen erotinasemien lisääminen vaikuttaa

Alue	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys vika-ajassa (h)	Investointikustannus (€)
(e.) - 3.	12	6,2	49 530
3. - 1.	7	4,1	
1. - 2.	4	2,1	
2. -	9	0	

Alueilla, joilla vähennys ei ole riittävä, jäädään keskimäärin 3,7 h tavoitearvosta. Näiden erotinasemien lisääminen hyödyttää vain tämän itäpuoleisen haaran asiakkaita, jolloin 32 asiakkaalle jaettuna kustannus olisi 1 548 €/asiakas, eikä tavoitearvoon 6 h teoriassa kuitenkaan päästäisi. Käytännössäkin haaran loppupään asiakkaille ei kauko-ohjattavien erotinasemien avulla voida saavuttaa riittävää sähkön toimitusvarmuutta.

Tarkastellaan seuraavaksi tien varteen saneeraamisen vaikutuksia asiakkaiden keskeytysaikoihin. Saneerattavaa verkkoa on noin 45 km, joka uusittaisiin todennäköisesti Raven-johdolla. Vian voidaan arvioida kestävän keskimäärin 4,73 h (maaseutu, verkon hännillä). Vikamäärä vähenisi haaran osalta noin 2,4 kpl vuodessa ja vika-aika pienenesi asiakkaiden keskimäärin 11,4 h. Investointikustannuksia tästä aiheutuisi 984 600 €. Tämä takaisi alueen asiakkaille keskimäärin riittävän sähkön toimitusvarmuuden. Kustannusvaikutukset asiakasta kohden olisivat tällöin 30 767 € ja kulutettuun energiaan nähden 3,9 €/kWh, jos investoinnit tehtäisiin yhden vuoden aikana. Käytännössä investointien vaikutukset jakautuisivat useammalle vuodelle.

Taulukkoon 7.14. on eritelty, millainen vaikutus investoinnilla on keskeytysaikaan. Vaikutus keskeytysaikaan on erilainen eri alueen asiakkailta, joten taulukon arvo kuvaa sitä, paljon parhaimmillaan voidaan vaikuttaa asiakkaan keskeytysaikaan.

Taulukko 7.14. Verkon häntäpään esimerkkikohteen toimenpiteet tavoitearvon 6 h saavuttamiseksi. Lisäksi ongelmia kokeneiden asiakkaiden määrä, joiden sähkön toimitusvarmuuteen toimenpiteet vaikuttavat.

Toimenpide	Investointikustannus (€)	Asiakasmäärä (kpl)	Arvioitu vähennys keskeytysajassa maksimissaan (h)
1. erotinaseman lisääminen	16 510	19	4,1
2. erotinaseman lisääminen	16 510	23	2
3. erotinaseman lisääminen	16 510	12	2,1
Saneeraus tien varteen	984 600	32	11,4

Verkon hännillä kauko-ohjauksella ei pystytä saavuttamaan tarvittavaa riittävää sähkön toimitusvarmuutta, koska useinkaan varasyöttöyhteyttä ei ole tarjolla. Tien varteen saneerauksella pystytään teoriassa saavuttamaan riittävä sähkön toimitusvarmuus, mutta kustannusvaikutukset tästä toimenpiteestä olisivat haaran kulutukseen nähden 3,9 €/kWh, joka on noin kymmenkertainen muihin esimerkkikohteisiin verrattuna.

7.3.5. Yhteenveto maaseutualueista

Maaseutualueilla kauko-ohjauksen lisäämisellä voidaan nopeasti vaikuttaa asiakkaiden kokemiin keskeytysaikoihin, vaikka tarkastelujen pohjalta pelkällä kauko-ohjauksella ei teoriassa useinkaan pystytä saavuttamaan 6 h:n tavoitearvoa. Asiakaskohtaista vika-aikaa saadaan kuitenkin kauko-ohjauksen avulla pienemmäksi ja verkon tullessa saneerausvaiheeseen saadaan metsässä sijaitsevat avojohdot mahdollisuuksien mukaan tien varteen, jolloin vikamäärät todennäköisesti vähentyvät. Keskijänniteverkkojen segmentointi auttaa hahmottamaan verkosta sellaiset johto-osuudet, joiden vikaantuminen aiheuttaisi suurelle asiakasmäärälle keskeytyksen. Näihin kohteisiin keskittymällä saadaan investoinneista suurin mahdollinen hyöty.

Kauko-ohjauksen lisäämisen ja tien varteen siirron lisäksi kannattaa tapauskohtaisesti hyödyntää kaikkia luvussa 6 mainittuja keinoja eikä rajoittua vain tiettyihin tekniikoihin. 1000 V tekniikkaa voidaan tulevaisuudessa hyödyntää esimerkiksi runkoverkoista lähtevissä pienitehoisissa haaroissa, jotta runkoverkko saataisiin mahdollisimman vikavarmaksi. EKS:n alueella tien varteen siirto ja kauko-ohjauksen lisääminen lienevät kuitenkin kustannustehokkaimmat ratkaisut.

7.4. Tulosten pohdintaa

Edellä esitetyt tulokset on saatu käyttämällä keskimääräisiä arvoja, jolloin yksittäisten investointien vaikutus voi olla todellista suurempi tai pienempi. Laskentamenetelmä antaa suuntaa vikakestojen vähenemisestä, mutta ne ovat vain karkeita arvioita, koska

verkkotietojärjestelmään liitettävää luotettavuuslaskentaohjelmaa ei ollut käytettävissä. Koska KAH-arvojen käyttö ei sovellu tässä työssä kauko-ohjattavien erotinasemien sijaintien määrittämiseen, on työssä käytetty laskentamenetelmä parempi vaihtoehto kuin KAH-laskenta. Vikojen sijainnin tarkempi määrittäminen näyttää verkosta mahdollisesti vikakertymiä, joihin investoiminen tuo suurimmat hyödyt investoinneista. Tuloksien perusteella voidaan arvioida, että pelkällä kauko-ohjauksella ei päästä tavoitearvoihin, kun verkkoa tarkastellaan teoreettisesti. Käytännössä kauko-ohjauksella voidaan kuitenkin tehokkaasti rajata vian vaikutusaluetta ja se on nopea keino pienentää asiakkaiden kokemaa keskeytysaikaa ennen verkon saneerausta.

Verkon häntäpään osalta, jossa on vain vähän kulutusta, 6 h:n tavoite keskeytysajassa tarkoittaisi kalliita investointeja verkkoon. Maaseudulla löytyy tällaisia kohteita useampia, jolloin tavoitearvoa 6 h olisi hyvä arvioida näiden kohteiden osalta uudelleen. Maaseutualuetta voitaisiin jakaa vielä enemmän osiin, jolloin tavoitearvoja voisi olla useampia maaseutualueen osalta. Voidaan myös miettiä, onko 6 h:n tavoite mahdoton joissakin verkon osissa, kun suhteutetaan investointikustannukset alueen energiankulutukseen. Yleisesti ottaen tavoitearvo 6 h vaikuttaa todella haasteelliselta EKS:n verkkoalueella ja sen saavuttaminen kaikkien maaseutuasiakkaiden osalta on vaikeaa etenkin siinä tapauksessa, että suurhäiriöt tulevat lisääntymään tulevaisuudessa.

8. HAASTEET TAVOITETASOJEN SAAVUTTA- MISEKSI

Toimitusvarmuuskriteeristössä määritettyjen tavoitetasojen saavuttamiseen vaikuttaa vahvasti sääilmiöt. Etenkin ilmajohtorakenteisissa verkoissa vaikutus on suuri. Kesäisin ja talvisin riehuvat myrskyt aiheuttavat tuhoa verkossa, ellei johtoja ole kaivettu maan alle. Talvisin lisäksi lumen ja jään aiheuttamat lumikuormaongelmat vaikuttavat sähkön toimitusvarmuuteen. Verkkojen pitoaikojen ollessa kymmeniä vuosia, tulevaisuudessa tapahtuvia muutoksia sääilmiöissä on hyvä arvioida jo nyt, jotta haasteisiin osataan varautua. Sään muuttumiseen vaikuttaa vahvasti ilmastonmuutos.

Ilmastonmuutoksen myötä vikamäärien kasvu on merkittävin ja haastavin ilmastomuutoksen aiheuttama haitta. Tulevaisuudessa on odotettavissa, että ukkosen, lumikuormien ja tuulen aiheuttamat viat tulevat lisääntymään. Nämä viat vaikuttavat erityisesti avojohdoilla, ellei verkkoa kehitetä vikavarmemmaksi. Lämpötilan nousun seurauksena lämmitystarve vähenee ja vastaavasti jäähdytystarve lisääntyy. [37]

Suurhäiriöiden riski kasvaa, koska ilmastomuutoksen myötä etenkin sään ääri-ilmiöt lisääntyvät tai voimistuvat. Maaseutumaisissa verkkoyhtiöissä, kuten EKSV:ssa, suurin osa johdoista on avojohdtoa, joka on herkkä sääilmiöille. Tällöin ilmastomuutoksen myötä on odotettavissa myös suurhäiriöiden lisääntyminen ainakin maaseutumaisilla verkkoyhtiöillä.

8.1. Ilmastonmuutos

Tässä kappaleessa on tarkoitus kuvata ilmastomuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan. Painopiste on jakeluverkkotoimintaan vaikuttavissa tekijöissä.

Taulukkoon 8.1. on koottu kuvaus ilmastosuureiden muutoksista Pohjois-Suomessa vuosisadan lopussa vuodenaikojen ja koko vuoden mukaan. Taulukon eri kohtien vaikutuksia jakeluverkkotoimintaan on selvennetty enemmän myöhemmin tässä luvussa.

Taulukko 8.1. Suuntaa-antava kuvaus ilmastosuureiden muutoksista Pohjois-Suomessa vuosisadan lopussa (XII – II = talvi, III – V = kevät, VI – VIII = kesä, IX – XI = syksy) [38].

+	lisääntyy/kasvaa huomattavasti	+	lisääntyy/kasvaa
-	vähenee huomattavasti	-	vähenee
()	muutos hyvin epävarma	tyhjä	ei osata sanoa/merkityksetön

Muuttuja	Alue	XII - II	III - V	VI - VIII	IX - XI	Vuosi	Huomautuksia
Keskilämpötila	Pohjoinen	+	+	+	+	+	
Hellepäivien lukumäärä	Pohjoinen		+	+	+	+	
Pakkaspäivien lukumäärä	Pohjoinen	-	-	-	-	-	
Keskimääräinen sademäärä	Pohjoinen	+	+	+	+	+	
Rankkasateiden voimakkuus	Pohjoinen	+	+	+	+	+	
Maaperän lujuus	Pohjoinen	-	-		-	-	Routa vähenee ja maan kosteus kasvaa

Taulukon 8.1. perusteella voidaan sanoa, että erityisesti talvisateet tulevat lisääntymään sekä talvien keskilämpötilat nousemaan. Pakkaspäivät taas vähenevät samalla kun hellepäivien lukumäärä kasvaa.

8.1.1. Lämpötila

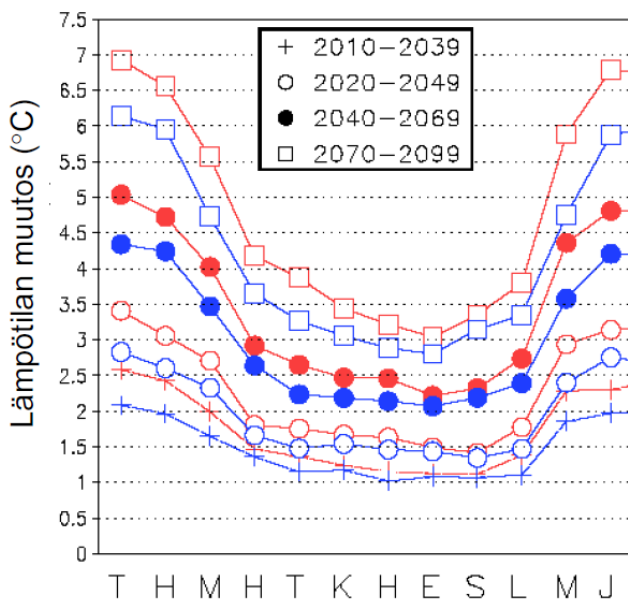
Lämpötilan noustessa jäähdytystarve kasvaa ja samalla kasvaa kesänaikainen huipputeho. Kun kesän huipputehot kasvavat, erot talven ja kesän kuormitusten välillä pienenevät ja kuormitus jakautuu tasaisemmin ympäri vuoden. Muuntajia on mahdollista kuormittaa mitoituskuormitusta suuremmalla teholla talvella kovien pakkasten aikaa, mutta vastaavasti kesällä tämä ei onnistu ilman suurta muuntajien tuhoutumisen vaaraa. Talvella maan ollessa jäässä kaapeleita voidaan kuormittaa enemmän kuin kesällä termisen kestoisuuden rajoissa. Avojohtojen kuormitettavuuteen lämpötila ei vaikuta, koska jännitteenalenema kasvaa liian suureksi ennen termisen kestoisuuden rajaa. [37]

Kuvassa 8.1. on näkyvillä, miten talvien keskilämpötila on noussut, kun tarkastellaan 30 vuoden aikajaksoa. Vuosina 1961 – 1990 talvien keskilämpötila on ollut $-8,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ ja vuosina 1971 – 2000 vastaavasti $-7,9\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Kuva 8.1. Esimerkki talvien keskilämpötilojen nousemisesta [39].

Suomi sijaitsee alueella, jossa lämpenemisen arvioidaan olevan selvästi voimakkaampaa kuin koko maapallon keskimääräinen lämpeneminen ja muutokset tulevat olemaan suurempia talvella kuin kesällä [39]. Pitkän aikavälin ilmastoennuste Kainuussa on esillä kuvassa 8.2. Siinä on arvioitu lämpötilan muutoksia kuukausitasolla Etelä- ja Pohjois-Suomessa vuoteen 2099 asti. Kuvan käyrät on saatu yhdistämällä kaksi eri ilmastomallien päästöskenaariota (pessimistinen ja yltiöoptimistinen skenaario). Ilmastomuutoksen myötä vuosisadan lopussa Pohjois-Suomen ilmasto tulee näyttämään pitkälti nykyiseltä Etelä-Suomen ilmastolta. [38]



Kuva 8.2. Lämpötilan muutoksen aikataulu Etelä-Suomessa (sininen väri) sekä Pohjois-Suomessa (punainen väri) [39].

Kuvasta 8.2. on nähtävissä, että lämpötilan nousu on voimakkainta talvella eli pakkaspäivät vähenevät. Kesäisin on lisäksi odotettavissa hellejaksojen yleistymisen sekä kaikkein korkeimpien lämpötilojen kohoaminen. [39]

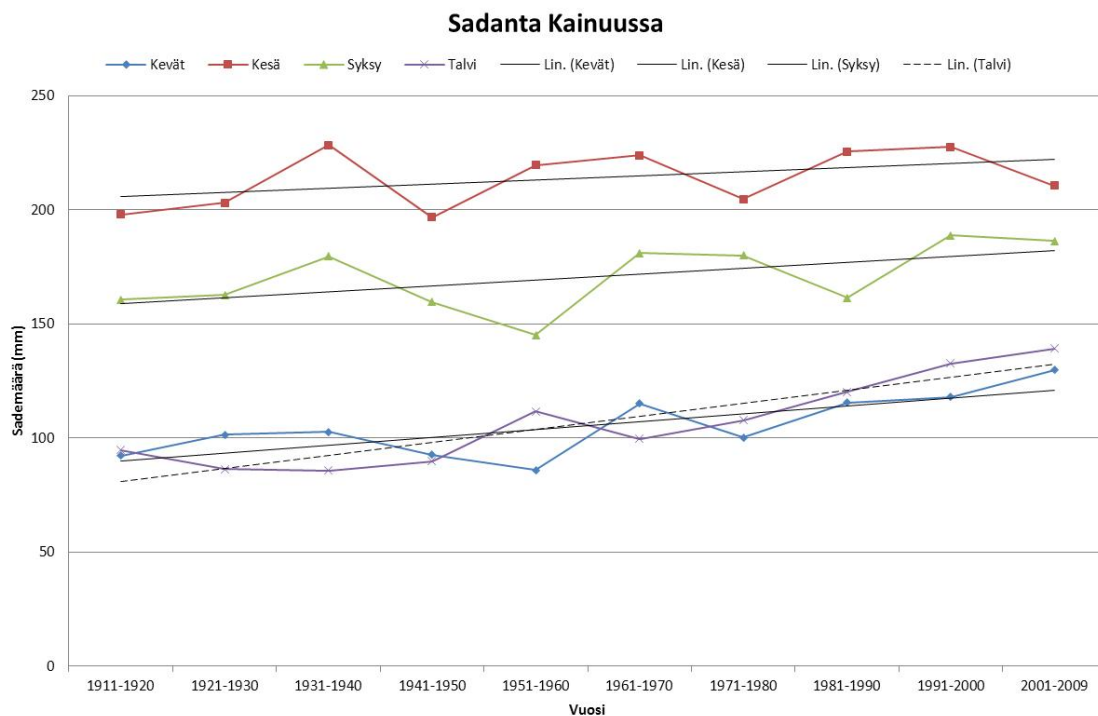
8.1.2. Sadanta

Sadannan kasvu heikentää maan lujuutta, jolloin sähkölinjojen kunnossapitoon ja rakentamiseen käytettävien koneiden käyttö vaikeutuu. Pehmeä maa heikentää myös pylväiden perustuksia. Pohjaveden pinnan nousu on otettava huomioon uusien maakaapeleiden sijoittelussa, koska kaapelit eivät kestä jatkuvaa veden aiheuttamaa räsytystä. Pohjaveden pinnan nousu ja sademäärien kasvu lisää korroosiota ja aiheuttaa lahoa. Laho tuhoaa puupylväitä ja on siten merkittävä haitta jakeluverkoissa. [37]

Sadannan lisääntyminen ja lämpötilan nousu talvella ovat tykkylumelle suotuisia tekijöitä. Tykkylumi eli tykky on puun latvustoon ja oksille kasaantuva raskas lumikerrostuma [40]. Tykyn painon alla oksat tai kokonaiset puut taipuvat jakelulinjalle ja aiheuttavat pysyvän vian. Lisäksi lunta ja jäätä kertyy lankoihin ja muihin verkon rakenteisiin. Yksi tykkyä muodostava tekijä on huurre, jota syntyy kun alijäähtyneet pisarat törmäävät oksistoon jäätyen huurrekiteiksi. [37]

Kuvaan 8.3. on laskettu kymmeneltä eri puolilla Kainuuta sijaitsevilta mittausasemalta keskiarvo eri vuodenaajoille. Sää voi olla vaihdella hyvin paljon eri vuosien välillä, joten on parempi tarkastella pidemmän aikavälin sääilmiöitä. Tämän takia kuvaan 8.3. on laskettu aina kymmenen vuoden keskiarvo viimeistä mittausväliä lukuun ottamatta. Tiedot vuoden 2010 osalta eivät olleet vielä valmistuneet, joten viimeisessä pisteessä on laskettu vain yhdeksän vuoden keskiarvo. Tämä ei luultavasti tuo merkittävää virhettä tuloksiin.

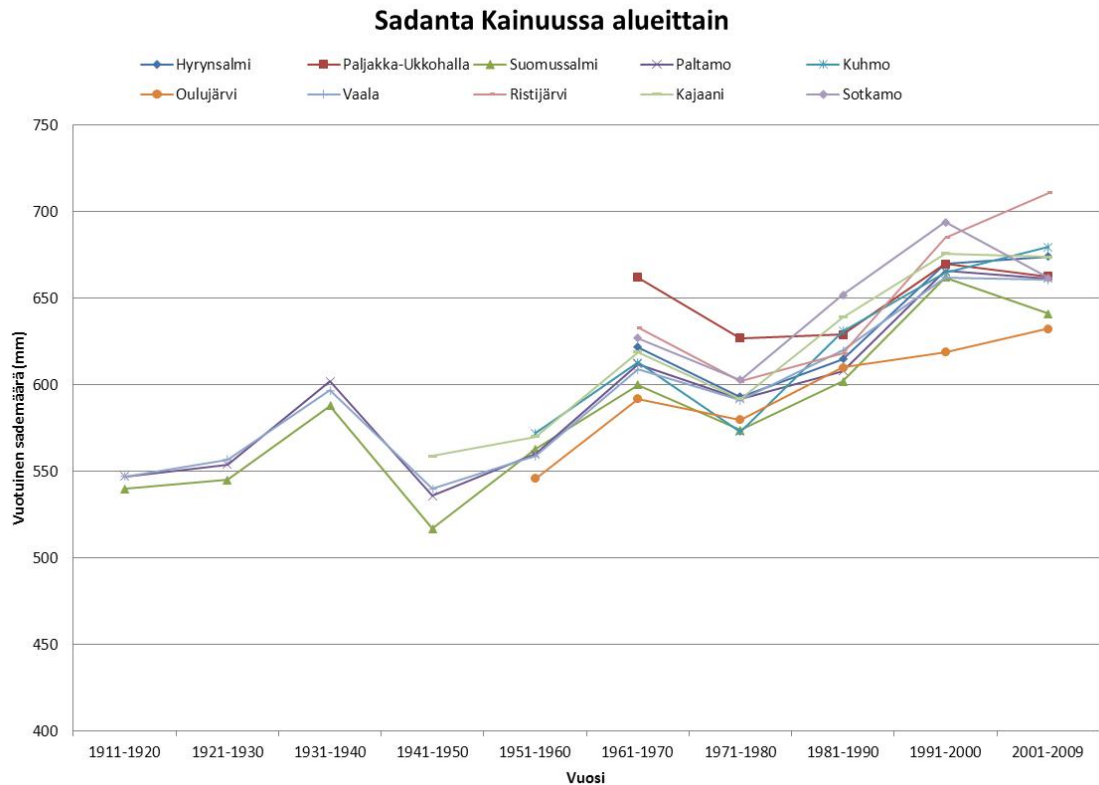
Ensimmäisiltä vuosikymmeniltä on tietoa vain muutaman mittausaseman kohdalta ja vasta vuodesta 1961 eteenpäin on tieto kaikilta kymmeneltä asemalta. Alkupään mittauspisteet edustavat täten vain tiettyjä alueita Kainuussa. Tarkemmin eri alueiden väliset erot on esitetty kuvassa 8.4.



Kuva 8.3. Sadanta Kainuussa vuodenaikojen mukaan [41].

Kuvasta 8.3. voidaan huomata, että jokaisena vuodenaikana ovat sademäärät vuosien aikana pikkuhiljaa nousseet. Erityisesti talvien sademäärissä on huomattavissa suurempaa kasvua kuin muissa vuodenaajoissa. Ilmatieteenlaitoksen [39] mukaan etenkin talvisateet lisääntyvät ja talviset vesisateet yleistyvät, koska talvilämpötilat tulevat kohoamaan. Kainuussa sijaitsevien mittausasemien tulokset tukevat tätä väittämää. Talvisateiden lisääntyminen ja talvilämpötilojen kohoaminen todennäköisesti lisää lumi-kuormia tulevaisuudessa, jos sade tulee märkänä ja tarttuu herkästi puihin. Lumikuormien lisääntymisen aiheuttama verkon mekaanisen rasituksen kasvu kannattanee ottaa huomioon verkon mitoituksessa. Lumikuormaongelmat painottuvat Kainuun halki kulkevalle vaara-alueelle, jolloin näiden alueiden verkon rakenteisiin tulisi kiinnittää erityisesti huomiota.

Mittausasemat sijaitsevat eri puolilla Kainuuta ja näiden eri asemien sademäärät ovat esillä kuvassa 8.4. Eri alueiden välillä on pieniä eroavaisuuksia sadannoissa, mutta mitään huomattavaa eroa ei ole havaittavissa.



Kuva 8.4. Sadanta Kainuussa eri alueilla [41].

Tietoa sadannoista on kerätty jo melkein sadan vuoden ajalta, joten tuloksia voidaan pitää melko luotettavina. Yleisesti voidaan todeta, että sademäärät ovat pikkuhiljaa kaikilla alueilla nousseet ja todennäköisesti tulevat nousemaan tulevaisuudessakin.

8.1.3. Ukkonen

Ukkonen aiheuttaa keskeytyksiä salamoinnin ja puuskaisen tuulen vaikutuksesta. Salammat aiheuttavat sähköjohtoon rasituksia muodostamalla johtoon transienttiylijännitteitä. Ylijännitteet aiheuttavat maa- ja oikosulkuja ja pahimmillaan laitevaurioita. Maa- ja oikosulut voivat aiheuttaa sähkönkäyttäjille ikäviä jännitekuoppia, jotka ovat erityisen haitallisia prosessiteollisuudelle. Ukkosmäärien kasvun myötä on odotettavissa, että jännitekuopat ja niistä aiheutuneet ongelmat yleistyvät. [37]. Jännitekuoppien vaikutuksia voidaan pienentää segmentoimalla verkkoalueita taajama- ja maaseutualueisiin. Tällöin jännitekuoppaherkkä kulutus tulisi sijoittaa oman päämuuntajan taakse erilleen ukkosherkistä maaseutualueista. Jännitekuoppiin kannattaisi pitkällä tähtäimellä varautua, jos ennusteet näyttäisivät tulevaisuudessa ukkosmäärien kasvua.

Salaman aiheuttamat viat selvitetään yleensä pikajälleenkytkennän (pjk) avulla ja joskus tarvitaan myös aikajälleenkytkentöjä (ajk). Joskus ylijännitteet aiheuttavat pysy-

viä vaurioita johdoille ja muuntajille. Ukkonen aiheuttaa tällä hetkellä eniten jakelumuuntajavaurioita. EKS:n verkkoalueella jakelumuuntajavauriot painottuvat etenkin kj-johtojen päihin eli niiden suojausta tulisi selvittää tarkemmin. Jakelumuuntajan vaurioituessa keskeytysaika on yleensä muutamia tunteja. Salama voi vaurioittaa myös kaapeliverkkoja, jolloin keskeytysajat ovat pidempiä. Yleisesti ukkoselta voidaan suojautua paremmin kiinnittämällä huomiota ylijännitesuojaukseen sekä maadoituksiin. [37]

8.1.4. Tuuli

Tuulet ovat merkittävin ilmastollinen uhka erityisesti sähkönjakeluverkoille. Navakat ja kovat tuulet voivat sisältää rajuja puuskia, jotka pystyvät kaatamaan puita sekä lennättämään oksia verkon päälle. Kovimmat tuulet esiintyvät Suomessa yleensä syksyllä ja talvella. Myös kesällä ukkospilven aiheuttamat syöksyvirtaukset aiheuttavat merkittävää vahinkoa. [37]

Usein vian aiheuttaja on yksittäinen johdon päälle kaatunut puu. Jos useampi puu kaatuu linjalle, langat ja pylväävät eivät jaksa kannatella niitä ja tällöin linjaa tuhoutuu pidemmältä matkalta. Tähän voidaan varautua parantamalla verkon mekaanista kestoja sekä raivaamalla johtokatuja reuna-alueita. Jakeluverkoista noin puolet sijaitsee metsässä, joten ne ovat hyvin alttiita puiden aiheuttamille vioille. Verkon päälle lentävät oksat taas aiheuttavat pika- ja aikajälleenkytkentöjä. [37]

8.1.5. Ilmastolliset haasteet toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta

Sääilmiöt aiheuttavat etenkin maaseutumaisilla jakeluverkkoalueilla tuulen ja myrskyn muodossa suuren osan keskeytysajasta, kuten kohdassa 5.2.1 tehty tarkastelu osoitti. Myrskyjen lisääntyminen tulevaisuudessa vaatii toimenpiteitä verkkoon muun muassa verkkojen mekaanista kestoja parantamalla, siirtämällä johtoja pois metsäisiltä alueilta sekä parantamalla johtokatuja reuna-alueiden raivausta. Tuuli aiheuttaa lisäksi lyhyitä keskeytyksiä verkon päälle lentävien oksien muodossa. EKS:n verkkoalueella, samoin kuin yleisesti pohjoisessa Suomessa, lumi- ja jääkuormaongelmat ovat yleisiä. Sadannan lisääntyessä ja keskilämpötilojen noustessa nämä ilmiöt saattavat lisääntyä tulevaisuudessa ja verkon mekaaniselta kestoalta vaaditaan enemmän. Ukkonen on merkittävä lyhyiden keskeytysten aiheuttaja, mutta jakelumuuntajavaurioiden takia ukkosilla on vaikutusta myös pitkiin vikakeskeytyksiin. Tällöin tulevaisuudessa tulisi kiinnittää huomiota ylijännitesuojaukseen sekä maadoituksiin.

9. YHTEENVETO

Keväällä 2010 julkaistussa Energiateollisuus ry:n tilaamassa raportissa ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” määritettiin tavoitetasot vikakeskeytyksien kokonaiskestolle (h/a) sekä lyhyiden keskeytyksien lukumäärille (kpl/a). Tavoitetasot määritettiin kolmelle eri alueelle, joita ovat kaupunki, taajama ja maaseutu. Toimitusvarmuuskriteerejä pidetään ensisijaisesti suunnittelukriteereinä ja ne koskevat vain vikakeskeytyksiä. Tavoite on, että kriteeristön määrittelemät tavoitetasot voidaan saavuttaa vuoteen 2030 mennessä.

Aluksi tässä diplomityössä selvitettiin E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n nykytila kaupunki-, taajama- ja maaseutualueiden osalta. Toimitusvarmuuskriteerien osalta keskityttiin pitkiin vikakeskeytyksiin ja asiakaskohtaisten kokonaiskestojen selvittämiseen. Tarkastelujaksona käytettiin neljää vuotta (2007 – 2010). Selvityksen tuloksena saatiin selville ne asiakkaat, joilla sähkön toimitusvarmuus ei ole toimitusvarmuuskriteerien mukaiset. Nämä asiakkaat paikannettiin tarkemmin verkkotietojärjestelmästä, jotta saatiin tarkemmin selville ne verkkoalueet, joille pitäisi kohdentaa toimenpiteitä tavoitetasoihin pääsemiseksi.

Nykytila-analyysin mukaan kaupunkialueilla ei ole ongelmia tavoitetasojen saavuttamisessa. Kahta asiakasta lukuun ottamatta kaikilla kaupunkialueen asiakkailla sähkön toimitusvarmuus oli toimitusvarmuuskriteeristön mukainen. Taajama-asiakkaistakin vain 3,8 %:lla tavoitearvo ylittyi enemmän kuin kerran neljän vuoden aikana ja suurin osa (noin 43 %) näistä asiakkaista sijoittui Ristijärven taajamaan. Maaseutualue osoitautui haasteellisemmaksi, jonka asiakkaista noin 26 %:lla tavoitearvo ylittyi enemmän kuin kerran neljän vuoden aikana. Koska toimitusvarmuuskriteeristössä tarkastelujaksona käytetään kolmea vuotta, kuvaavat edellä esitetyt ylitysprosentit pahinta mahdollista tilannetta.

Taajama-alueilla tavoitetasoihin pääseminen vaatii käytännössä säävarmaa verkkoa eli taajamissa tulisi käyttää maakaapelia, koska ilmajohtorakenteiden sijoittaminen taajamiin ei ole järkevää. Lisäksi uusien sähköasemien avulla pystytään taajamälähdöt syöttämään erikseen, jolloin maaseutualueiden viat eivät vaikuta taajama-alueilla. Uudet sähköasemat auttavat myös maaseutualueita, koska johtolähtöjen pituudet lyhenevät ja asiakaskohtaiset vikamäärät tämän myötä vähenevät.

Maaseutualueilla analysoitiin erityisesti kauko-ohjauksen vaikutusta asiakkaiden kokemiin vikakeskeytyksiin. Toimitusvarmuuskriteeristö ei ole asettanut rajaa pitkien vikakeskeytyksien määrälle, jolloin kauko-ohjauksella voidaan tehokkaasti vaikuttaa asiakkaiden vikakeskeytysaikoihin. Työssä käytetty laskentamenetelmä ei anna tarkkaa tietoa keskeytysajan vähenemisestä, mutta koska KAH-laskentaa ei ole mielekäästä käyt-

tää harvaan asutulla alueella, antaa työssä käytetty menetelmä arvion vikakeskeytysajan vähenemisestä. Lisäksi maaseutualueilla johtojen siirtäminen pois metsästä pienentää vikamäärää ja sitä kautta asiakkaiden vikakeskeytysaikaa. Pelkällä kauko-ohjauksen lisäämisellä ei pystytä kaikille asiakkaille takaamaan riittävää sähkön toimitusvarmuutta toimitusvarmuuskriteerien mukaisesti, mutta se on nopea keino pienentää asiakaskoh- taista keskeytysaikaa. Maaseutualueen vikakeskeytyksien kokonaiskeston 6 h:n tavoite- tasoa tulisi arvioida uudelleen sellaisten kohteiden osalta, jotka sijaitsevat verkon hän- nillä ja joissa on vain vähän kulutusta. Tällaisissa kohteissa sähkön toimitusvarmuuden parantaminen kriteerien mukaiseksi vaatisi taloudellisesti kannattamattomia investointe- ja verkkoon. Yleisesti maaseutualueen 6 h:n tavoitetason saavuttaminen jokaisella asi- akkaalla on haastava tehtävä. Karttapohjainen visualisointi auttaa paikantamaan verkko- alueelta sellaiset kohteet, joille täytyy kohdentaa toimenpiteitä tavoitearvojen saavutta- miseksi.

Työn lopussa analysoitiin ilmaston tuomia haasteita verkkoliiketoimintaan tulevai- suudessa. Sääilmiöissä tapahtuvat mahdolliset muutokset vaativat tulevaisuudessa verk- korakenteilta parempaa mekaanista kestävyyttä. Vikamäärien mahdollisen kasvun myö- tä alueita tulee segmentoida taajama- ja maaseutualueisiin, jotta maaseudulla tapahtuvi- en vikojen vaikutukset vähenisivät taajamissa ja toimitusvarmuuskriteeristön tavoiteta- sot voitaisiin saavuttaa.

LÄHTEET

- [1] Partanen, J., Verho, P., Honkapuro, S., Järventausta, P., Lassila, J., Kaipia, T., Strandén, J. & Mäkinen, A. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenranta ja Tampere 2010. 58 s.
- [2] Partanen, J., Verho, P., Järventausta, P., Viljainen, S., Mäkinen, A., Honkapuro, S. & Tahvanainen, K. Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen. Lappeenranta ja Tampere 2007. 35 s.
- [3] Energiateollisuus ry. Verkkoyhtiöt haluavat eroon pitkistä sähkökatkoista [WWW]. [viitattu 5.9.2011]. Saatavissa: <http://www.energia.fi/ajankohtaista/lehdistotiedotteet/verkkoyhtiot-haluavat-eroon-pitkista-sahkokatkoista>.
- [4] Sähkömarkkinalaki [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=42&pgid=42>.
- [5] SFS-EN 50160. Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet. Helsinki 2000. Suomen standardoimisliitto SFS ry. 28 s.
- [6] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkon tunnusluvut vuosilta 2005-2009 [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=69&languageid=246>.
- [7] Energiamarkkinavirasto. Tiekartta 2020 –hanke. Helsinki 2011, Dnro 96/040/2009. 46 s.
- [8] IEEE Std 1366, 2001 Edition. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York 2001. 12 p.
- [9] Silvast, A., Heine, P., Lehtonen, M., Kivikko, K., Mäkinen, A. & Järventausta, P. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Espoo 2005, Otamedia Oy. 104 s. + liitt. 68 s.
- [10] E.ON. E.ON Suomessa [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.eon.fi/fi/Tietoa%20EONista/yritys/Sivut/Organisaatio.aspx>.
- [11] Adato Energia Oy [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.adato.fi/>.
- [12] Kainuu [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: www.kainuu.fi.

- [13] Kainuu. Tietoja väestöstä [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2_406_407&la=fi.
- [14] Valtion ympäristöhallinto [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=151717>.
- [15] OIVA – Ympäristö- ja paikkatietopalvelu asiantuntijoille [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: http://wwwp2.ymparisto.fi/mapservice/metadata/atk/ohjeet/gris/meta/mk_ja_rak/maankaytto/legenda_eiulkorajaa.jpg.
- [16] Kananen, R. Kannattavuusselvitys eri vaihtoehtoista vähentää lyhyitä sähkökatkoksia Kainuun Energian sähköverkkotoiminnassa. Diplomityö. Espoo 2007. Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. 88 s. + liitt. 5 s.
- [17] Energiateollisuus ry. Keskeytystilasto 2007-2009 [WWW]. [viitattu 28.6.2011] Saatavissa: <http://www.energia.fi/fi/tilastot/keskeytystilastot>.
- [18] Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J. & Viljainen, S. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Tampere ja Lappeenranta 2004, Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005. 43 s.
- [19] Energiamarkkinavirasto. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=863&pgid=59>.
- [20] Johtokeskus suurhäiriössä. Kajaani 2008, Kainuun Energia. Julkaisematon selvitys. 17 s.
- [21] Verho, P., Strandén, J., Nurmi, V-P., Mäkinen, A., Järventausta, P., Hagqvist, O., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T. & Honkapuro, S. Nykyisen valvontamallin arviointi – suurhäiriöriski. Tampere ja Lappeenranta 2010. 46 s.
- [22] Lassila, J. Strategic development of electricity distribution networks – Concept and methods. Dissertation. Lappeenranta 2009. Lappeenranta university of technology. Acta Universitatis Lappeenrantaensis 371. 156 p.
- [23] Kaarlela, M. Kaapeloinnin kannattavuus Fortum Sähkönjakelun keskijänniteverkossa. Diplomityö. Lappeenranta 2002. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Energiatekniikan osasto. 95 s. + liitt. 7 s.

- [24] Kannus, K. Suurjännitetekniikka 2. Tampere 2011, Tampereen teknillinen yliopiston kurssin luentokalvot. Julkaisematon selvitys. 20 s.
- [25] Parviainen, M. Keskijännitteisessä avojohtoverkossa tapahtuneiden vikojen riippuvuus ympäristöolosuhteista. Diplomityö. Espoo 2008. Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto. 72 s + liitt. 7 s.
- [26] Eskelinen, J. Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen. Diplomityö. Lappeenranta 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto. 109 s. + liitt. 5 s.
- [27] Haakana, J. Haja-asutusalueen keskijänniteverkon kaapeloinnin ja automaation suunnittelumetodiikka. Diplomityö. Lappeenranta 2008. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma. 82 s. + liitt. 5 s.
- [28] 2006/95/EY. Pienjännitedirektiivi [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.tukes.fi/fi/Toimialat/Sahko-ja-hissit/Pienjannitedirektiivi--/>.
- [29] Lohjala, J. Haja-asutusalueiden sähkönjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 V jakelujännitteen käyttömahdollisuudet. Väitöskirja. Lappeenranta 2005. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Acta Universitatis Lappeenrantaensis 205. 201 s.
- [30] Partanen, J., Lohjala, J., Kaipia, T., Rissanen, A., Lassila, J., Lahti, K. & Kärnä, A. 20/1/0,4 kV sähkönjakelujärjestelmä. Lappeenranta 2005. 79 s. + liitt. 5 s.
- [31] Kaipia, T. 1000 V sähkönjakelujärjestelmän teknistaloudellisen kannattavuuden tarkastelu. Diplomityö. Lappeenranta 2004. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto. 116 s. + liitt. 17 s.
- [32] Johtoalueiden raivaus. Kajaani 2010, E.ON Kainuun Sähköverkko Oy. Julkaisematon selvitys. 9 s.
- [33] Kumpulainen, L., Laaksonen, H., Komulainen, R., Martikainen, A., Lehtonen, M., Heine, P., Silvast, A., Imris, P., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Viljainen, S., Verho, P., Järventausta, P., Kivikko, K., Kauhaniemi, K., Lågland, H. & Saaristo, H. Verkkovisio 2030 Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio. Espoo 2006, VTT Tiedotteita 2361. 84 s.
- [34] Putaala, Juha. Tuotepäällikkö, Eltel Networks Pohjoinen Oy. Kajaani. Haastattelu 20.6.2011.

- [35] Tuokiokuvia ja tietoja Kainuun kulmakunnilta [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.reijoheikkinen.fi/kainuu/index.htm>.
- [36] E.ON. Tietoa E.ONista, ajankohtaista [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.eon.fi/fi/Tietoa%20EONista/uutiset/Sivut/Ristijarvelle-sahkoasema-ja-110-kilovoltin-voimajohto.aspx>.
- [37] Martikainen, A. Ilmastomuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan. Espoo 2006 : s.n. VTT Tiedotteita 2338. 74 s. + liitt. 5 s.
- [38] Ilmatieteen laitos. Pohjois-Pohjanmaan ilmastomuutoskuvaus: Ilmastoennuste eri säätekijöistä vuoteen 2099 asti eri päästöskenaarioilla [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: <http://www.ilimari.fi/file.php?4757>.
- [39] Ilmatieteen laitos [WWW]. [viitattu 3.2.2011]. Saatavissa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/>.
- [40] Ilmatieteen laitos. Sää ja ilmasto, ilmastotilastot [WWW]. [viitattu 28.6.2011]. Saatavissa: http://193.166.221.29/saa/tilastot_159.html.
- [41] Kainuun ELY-keskus. Juntunen, J. Sääasemien mittausdataa Ilmatieteenlaitoksen mittauksen perusteella. Kajaani 2011. Julkaisematon materiaali.